



REPUBLIQUE DU NIGER
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR, DE
LA RECHERCHE ET DE L'INNOVATION
UNIVERSITÉ DAN DICKO DANKOULO DO DE
MARADI



Faculté des Sciences et Techniques
Département de Physique

Mémoire

PRÉSENTÉ POUR L'OBTENTION DE MASTER

**Spécialité : Système Énergétique Durable pour Société en Développement
(2SED)**

**Thème: Étude de la performance de quelques technologies solaires
photovoltaïques dans la région de Maradi**

Présenté par :

Amina SEINI KARIDIO

Encadré par :

Dr Zeïnabou NOUHOU BAKO

Supervisé par :

Prof Amadou H.SEIDOU MAIGA

Soutenu devant le jury composé de :

Saïdou MADOUGOU Professeur Titulaire, UAM/Niger (Président)

Amadou H.SEIDOU MAIGA, Professeur Titulaire, UGB/Sénégal (Membre)

Zeïnabou NOUHOU BAKO, Maître-Assistant, UDDM/Niger (Membre)

Année académique 2019-2020

Dédicaces

À mes chers parents ;

À mon cher époux ;

À tous mes frères et sœurs ;

À tous ceux qui me sont chers ;

À ma famille ;

*À tous ceux qui m'ont aimé, je dédie ce
présent travail.*

Remerciements

Toutes les louanges sont à ALLAH, Seigneur de l'univers, le Tout Miséricordieux le Très Miséricordieux qui m'a donné la force et le courage de réaliser ce travail.

Je remercie le département de physique en particulier qui m'a accepté dans son Université Dan Dicko DanKoulodo de Maradi (UDDM) à la Faculté de Sciences et Techniques (FST) et l'ensemble des enseignants de l'UDDM en général qui m'ont encadré et encouragé, de façon dynamique, durant mon cycle.

Mes sincères remerciements à messieurs les membres de jury pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant de siéger à ma soutenance.

Mes sincères remerciements au Professeur Fodé Madé, enseignant chercheur à la FST de l'UAM, pour ses conseils avisés dans la réalisation de ces travaux.

Je tiens également à remercier Docteur Karim Saley, enseignant chercheur et vice Doyen de la FST, qui m'a prodigué ses conseils et encouragements ainsi des informations utiles pour mener à bien faire mon travail.

Je remercie également Docteur Abani Ali Maidaoua enseignement chercheur au département Mathématique pour ses soutiens et ses conseils.

J'exprime mes sincères remerciements à mon encadreur Docteur Zeïnabou N. Bako maitre-assistante, enseignant chercheur à la faculté de sciences et techniques (FST) de l'Université Dan Dicko DanKoulodo de Maradi/Niger et à mon superviseur Pr Amadou Seidou H. MAIGA enseignant chercheur UGB/Sénégal qui, se sont toujours montrés à l'écoute et très disponibles tout au long de ce mémoire. Je les exprime toute ma reconnaissance pour leurs patiences et les nombreux conseils qu'ils m'ont prodigués. Leurs contributions ont été inestimables ; qu'ils trouvent ici toute ma gratitude.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance éternelle pour mes parents, ma famille et mes amis pour leur amour, soutien et encouragements.

Table des matières

Dédicaces	1
Remerciements.....	2
Résumé :	14
Introduction générale :	15
Chapitre I : Production d'électricité photovoltaïque	18
Introduction :	19
I. La source solaire et les composants du rayonnement solaire au sol :	19
1. La source solaire :	19
2. Les composantes du rayonnement solaire au sol :	20
II. Le semi-conducteur :	21
III. Principe de la conversion photovoltaïque [10] :	22
IV. Présentation de la chaîne de production électrique [12] :	23
1. Le module photovoltaïque :	23
a) Les principales caractéristiques électriques d'un module [15] :	24
2. Système de régulation de charge :	25
3. Système de stockage :	25
4. Système de conversion : [.....	27
5. Récepteurs ou charges :	27
Chapitre II : Technologies des composants d'un système photovoltaïque.....	28
I. La technologie de cellules solaires photovoltaïques :	29
A. Les cellules photovoltaïques au silicium cristallin :	29
a. Silicium monocristallin :	29
b. Silicium polycristallin :	30
Quelques propriétés des cellules cristallines [21] :	30
B. Technologie couche mince :	30
1. Les couches minces au silicium :	30
a. Le silicium amorphe	30
b. Propriétés des couches minces au silicium :	31
2. Les filières non silicium en couche mince :	31
a. Le cuivre-indium/gallium-Sélénium (noté CIGS) :	32
b. Le tellure de cadmium	32
C. Les cellules organiques (les cellules photovoltaïques de troisième génération)	32
D. Choix de la technologie du module :	33

II. Le système de stockage :	34
A. Batterie plomb :	34
a. Principe de fonctionnement de la batterie de stockage à plomb :	35
b. Propriété électrique de la batterie plomb :	36
c. Facteurs influençant le comportement de la batterie plomb :	37
B. Batteries NICKEL-CADMIUM (NICD) [30]:	38
a. Principe de fonctionnement :	38
b. Propriété électrique de la batterie nickel-cadmium [30] :	38
c. Facteurs influençant le comportement de la batterie :	38
C. Batterie au nickel-metal-hydrure :	38
a. Principe de fonctionnement [31]:	38
b. Propriété électriques :	39
D. Batterie au lithium ion :	39
a. Principe de fonctionnement :	39
b. Propriété électriques :	40
c. Facteurs influençant le comportement de la batterie :	40
d. Compatible à une forte ou faible installation solaire :	40
e. Avantages :	40
f. Inconvénients	40
E. Choix de la batterie de stockage :	40
III. Système de régulation solaire :	41
A. Régulateur de charge PWM (Pulse-With Modulation) :	41
a. Principe de fonctionnement	41
b. Propriétés électriques du régulateur PWM :	42
c. Facteurs climatiques influençant le comportement du régulateur :	42
d. Compatible à une forte ou faible installation solaire :	42
e. Avantages :	42
f. Inconvénients :	42
B. Le régulateur MPPT :	43
b. Facteurs influençant le comportement du régulateur MPPT :	44
d. Compatibilité à une installation solaire à grande ou petite échelle :	44
e. Avantages :	44
f. Inconvénients :	45
C. Régulateur série :	45

a. Principe de fonctionnement :	45
b. Avantages :	45
c. Inconvénients :	46
D. Régulateur shunt :	46
a. Principe de fonctionnement :	46
b. Avantage :	46
c. Inconvénient :	46
E. Choix du régulateur :	47
IV. Système de conversion :	47
A. Onduleur à onde carrée :	48
a. Principe de fonctionnement :	48
b. Compatible à une installation solaire à petite ou grande échelle:	48
c. Avantages :	48
d. Inconvénients :	48
B. Onduleur à onde sinusoïdale pur :	49
a. Principe de fonctionnement :	49
b. Compatibilité à une installation solaire à petite ou grande échelle:	49
c. Avantages :	49
d. Inconvénients :	49
C. Onduleur à onde sinusoïdale modifiée :	50
a. Principe de fonctionnement :	50
b. Compatible à une forte ou faible installation solaire :	50
c. Avantages :	50
d. Inconvénients :	50
D. Choix de la technologie onduleur :	50
Conclusion :	51
Chapitre III :	52
Approche des modèles des composants du système photovoltaïque	52
Introduction :	53
I. Modèles du module photovoltaïque :	53
1. Modèle à 2 paramètres :	53
2. Modèle à 3 paramètres :	55
3. Modèle à 4 paramètres :	55
4. Modèle à 5 paramètres :	55

5.	Modèle à double diode :	56
6.	Choix du model :	56
	a. Modèle à 5 paramètres :	57
	b. Caractéristiques courant-tension et puissance-tension du modèle à cinq paramètres :	57
II.	Modèle mathématique de la puissance à la sortie du module PV :	57
III.	Modèle de la température de jonction, de la température ambiante et de variation des caractéristiques I/V en fonction de la température :	58
	a. Température de jonction :	58
	b. Température ambiante :	58
	c. Variation du courant de saturation :	59
III.	Modèle du système de stockage :	60
	a. Modèle de charge de la batterie :	60
	b. Modèle de la décharge de la batterie :	60
	c. Modèle électrique de la batterie :	61
	d. Courant de batterie :	63
	e. Rendement de la Batterie :	63
VI.	Modèle du système de conversion :	64
V.	Modèle du système de régulation MPPT :	65
	Conclusion :	65
	Chapitre IV :	66
	Matériels-Méthodes et Résultats :	66
	Introduction :	67
I.	MATÉRIEL ET MÉTHODES :	68
	1. MATÉRIEL :	68
	2. MÉTHODES :	69
II.	RÉSULTATS :	70
A.	RÉSULTATS DES COLLECTES DES DONNEES SUR LE MARCHÉ DE MARADI :	71
	1. Régulateur :	71
	2. Onduleur :	72
	3. Batterie de stockage solaire :	74
	4. Module PV :	75
B.	RÉSULTATS ET INTERPRETATIONS DES MODÈLES THÉORIQUES :	76
	1. Résultats de la simulation du modèle à une diode à cinq paramètres par le block Simulink :	76
	a. Caractéristique I-V et P-V du module monocristallin :	78

b.	Influence de la température sur le module monocristallin :.....	79
c.	Influence de l'éclairement sur le module PV monocristallin :	80
a.	Caractéristique I-V et P-V du module polycristallin:	81
b.	Influence de la température sur le module polycristallin	82
c.	Influence de l'éclairement sur le module PV polycristallin :.....	82
.....	82
2.	Résultat de la simulation du modèle mathématique de la puissance à la sortie du module PV :	83
C.	RESULTATS ET INTERPRETATIONS DES DONNEES EXPERIMENTALES :.....	84
a.	Module PV monocristallin :.....	84
b.	Module PV polycristallin :.....	88
a.	Batterie :.....	92
Conclusion :	94
CONCLUSION GENERALE :	95
ANNEXES :	102

Liste des figures :

Figure 1 : composition du soleil [3]	20
Figure 2: Trois composantes du rayonnement solaire global [6]	20
Figure 3: Schéma explicatif du phénomène [8].....	21
Figure 4: Principe de la conversion photon-électron dans un système à deux niveaux d'énergie. [11].....	22
Figure 5 : représentation schématique d'un système photovoltaïque autonome.....	23
Figure 6: Module photovoltaïque [13]	24
Figure 7: Les différents types de batteries plomb [28].....	34
Figure 8: Principe de fonctionnement de l'accumulateur au Plomb	36
Figure 9: Mouvement des ions au sein de l'électrolyte lors de la charge ou de la décharge d'un élément lithium-ion [34]	39
Figure 10: régulateur PWM [36].....	42
Figure 11: régulateur MPPT [38]	44
Figure 12: Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge de type série [39]	45
Figure 13: Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge de type shunt [39]	46
Figure 14: Onde carrée	48
Figure 15:Onde sinusoïdale pure.....	49
Figure 16: Onde sinusoïdale modifiée	50
Figure 17: Modèle à 2 paramètres	53
Figure 18: modèle à 4 paramètres	55
Figure 19: Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L5P.	56
Figure 20: modèle à deux diodes.....	56
Figure 22: Schéma électrique de batterie	61
Figure 23: Variation de tension en mode de charge en fonction de l'état de charge [57].....	62
Figure 24 : Principe du contrôleur MPPT.	65
Figure 25:Carte du Niger.....	67
Figure 26 : Carte du site d'étude	68
Figure 27: circuit du modèle à cinq paramètres du module	77
Figure 28 : Résultats de simulation des caractéristiques I(V) et P(V) du module PV monocristallin	78

Figure 29: variation de la caractéristique I(V) et P(V) en fonction de la température du module PV monocristallin	79
Figure 30: variation de la caractéristique I(V) et P(V) en fonction de l'éclairement pour le module monocristallin	80
Figure 31: Résultats de simulation des caractéristiques I(V) et P(V) du module PV polycristallin	81
Figure 32: variation de la caractéristique I(V) et P(V) en fonction de la température du module PV polycristallin	82
Figure 33: variation de la caractéristique I(V) et P(V) en fonction de l'éclairement du module polycristallin	82
Figure 34: variation de la puissance en fonction de la température	83
Figure 35: variation du courant de court-circuit (I_{cc}) du module monocristallin et des températures (T1 et T2) pour le premier jour en fonction du temps.....	84
Figure 36: variation du courant de court-circuit (I_{cc}) du module monocristallin et des températures (T1 et T2) pour le quinzième jour en fonction du temps	85
Figure 37: variation du courant de court-circuit (I_{cc}) du module monocristallin et des températures (T1 et T2) pour le trentième jour en fonction du temps	86
Figure 38: variation de la tension en circuit-ouvert (V_{co}) du module monocristallin et des températures (T1 et T2) pour le premier jour en fonction du temps.....	87
Figure 39: variation de la tension en circuit-ouvert (V_{co}) du module monocristallin et des températures (T1 et T2) pour le quinzième jour en fonction du temps.....	87
Figure 40: variation de la tension en circuit-ouvert (V_{co}) du module monocristallin et des températures (T1 et T2) pour le trentième jour en fonction du temps	88
Figure 41: variation du courant de court-circuit (I_{cc}) du module polycristallin et des températures (T1 et T2) pour le premier jour en fonction du temps.....	89
Figure 42: variation du courant de court-circuit (I_{cc}) du module polycristallin et des températures (T1 et T2) pour le quinzième jour en fonction du temps.....	89
Figure 43: variation du courant de court-circuit du module polycristallin et des températures (T1 et T2) pour le trentième jour en fonction du temps.....	90
Figure 44 : variation de tension en circuit-ouvert du module polycristallin et des températures (T1 et T2) pour le premier jour en fonction du temps	90
Figure 45: variation de tension en circuit-ouvert du module polycristallin et des températures (T1 et T2) pour le quinzième jour en fonction du temps	91

Figure 46: variation de tension en circuit-ouvert du module polycristallin et des températures (T1 et T2) pour le trentième jour en fonction du temps.....	91
Figure 47: variation de la tension de la batterie et des températures (T1 et T2) pour le 1er jour en fonction du temps	92
Figure 48: variation de la tension de la batterie et des températures (T1 et T2) pour le quinzième jour en fonction du temps	93
Figure 49: variation de la tension de la batterie et des températures (T1 et T2) pour le trentième jour en fonction du temps	93

Liste des photos :

Photo 1: photo du site de mesure.....	68
Photo 2: photo de régulateur de 10A.....	69
Photo 3: photo de régulateur de 30A.....	69
Photo 4: photo de régulateur de 40A/50A/60A.....	69
Photo 5: photo de régulateur de 100A.....	70
Photo 6: photo d'onduleur de 500W.....	70
Photo 7: photo d'onduleur de 1000W.....	71
Photo 8: photo d'onduleur de 2200W.....	71
Photo 9: photo d'onduleur de 6Kw.....	71
Photo 10 : photo de la batterie de 40Ah.....	72
Photo 11: photo de la batterie de 200Ah.....	72
Photo 12: photo de module monocristallin 150W.....	73
Photo 13 : photo de module polycristallin 150W.....	73

Liste des tableaux :

Tableau 1: données techniques des accumulateurs au plomb	37
Tableau 2: Caractéristique de batterie plomb acide.	63

Nomenclature :

Symboles :

V_{co} : Tension de circuit ouvert (V)

FF : Facteur de forme

Pm: Puissance maximale produite PV (W)

I_{cc} : Courant de court-circuit (A)

C_{Batmin} : Capacité minimale (Ah)

C_{Bat max} : Capacité maximale (Ah)

C_{Bat} : Capacité de stockage de la batterie (Ah)

V_{bat} : Tension aux bornes de la batterie (V)

H : Constante de Max Planck

c : Vitesse de la lumière (m/s)

λ : Longueur d'onde (m)

E : Énergie d'un photon (eV)

U_m : Tension maximale (V)

I_m : Intensité maximale (A)

R_s : Résistance série (Ω)

R_{sh} : Résistance shunt (Ω)

V : Tension de sortie (V)

I₀ : Courant inverse de saturation [A]

q : charge d'électron (C)

K : Constante de Boltzmann (J/K)

n : Facteur de qualité

I_{d1} : Courant de la diode 1 (A)

I_{d2} : Courant de la diode 2 (A)

η : Rendement instantané.

S : Surface du module photovoltaïque (m^2)

G : Irradiation solaire sur un plan incliné (W/m^2)

N : Nombre de module

γ : Coefficient de température ($^{\circ}C$)

NOCT: Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire ($^{\circ}C$)

TL_L : Heure du lever de soleil (h)

T_{moy} : Température moyenne journalière ($^{\circ}C$)

T_{max} : Température maximale journalière ($^{\circ}C$)

T_{min} : Température minimale journalière ($^{\circ}C$)

G_0 : Éclairement de référence (W/m^2)

T_0 : Température de référence ($^{\circ}C$)

V_{coo} : Tension à circuit ouvert de référence (V).

α : Coefficient de variation de courant à circuit ouvert en fonction de la température ($A/^{\circ}C$).

β : Coefficient de variation de la tension de court-circuit en fonction de la température ($V/^{\circ}C$).

ΔT : Variation de la température ($^{\circ}C$)

N_a : Nombre de jours d'autonomie

DOD : Profondeur de décharge.

$V_{bat}(t)$: Tension de circuit ouvert au temps t (V)

$R_b(t)$: Résistance interne de batterie (Ω)

b : Constant empirique

P_{incid} : Puissance du générateur (W)

τ : Taux de charge

P_n : Puissance nominale de l'onduleur (W)

P_{ch} : Puissance à la sortie de l'onduleur (W)

Abréviation :

PV : Photovoltaïque

LED : Diode électroluminescente

CdTe : Tellurure de cadmium

CIGS : Cuivre-indium/gallium-Sélénium

Cd : Cadmium

VRLA : Valve Regulated Lead-Acid

AGM : Absorbent Glass Mat

NICD : Nickel- Cadmium

NiMH : Nickel-Metal-Hydrure

NiOOH : Oxyhydroxyde de Nickel

MH : Hydrure Métallique

KOH : hydroxyde de potassium

MPPT : Maximum Power Point Tracking

MLI : Modulation de Largeur d'Impulsions

DC : Direct Current (Courant Continu)

AC : Alternatif Current (Courant Alternatif)

THD : Total Harmonic Distortion (Distorsion Harmonique Totale)

Résumé :

Le présent travail s'articule sur l'identification de la meilleure technologie pour une application solaire PV dans la zone de Maradi.

Dans ce travail nous avons présentés les bases physiques sur la production d'électricité PV ainsi que les éléments ayant trait à la ressource solaire PV et sa transformation en énergie électrique à partir des modules jusqu'à la charge.

Ensuite nous avons présenté une revue des différentes technologies des différents éléments constitutifs de la chaîne de production, afin de dégager la technologie la plus adaptée en terme de performance dans les conditions climatique de la région de Maradi.

Pour valider notre choix de ces composants, nous avons effectué une enquête sur le marché de Maradi, afin de recenser les technologies disponibles. Par une approche théorique des modèles mathématiques, nous avons modélisé et simulé le comportement de quelques éléments de la chaîne de production. Des valeurs des paramètres telles que le rayonnement et la température sont fixées pour observer l'évolution des caractéristiques électriques (courant, tension et puissance) en fonction de ces variables.

Cette étude théorique a été appuyée par des mesures expérimentales (mesures pratiques sur le terrain).

Les performances de ces caractéristiques sont dépendantes des conditions météorologiques telles que la température, l'éclairement, l'humidité relative... d'où la nécessité de l'étude de l'influence des paramètres météorologiques (température et éclairement) sur le module PV.

Mots clés : production PV, technologie, influence, modèle mathématique, performance

Abstract:

The present work is focused on identifying the best technology for solar PV application in the Maradi area.

In this work we have presented the physical bases on the production of PV electricity as well as the elements relating to the solar PV resource and its transformation into electrical energy from the modules to the load.

Then we presented a review of the different technologies of the different components of the production chain, in order to identify the most suitable technology in terms of performance in the climatic conditions of the Maradi region.

To validate our choice of these components, we carried out a survey on the Maradi market, in order to identify the available technologies. Using a theoretical approach to mathematical models, we modeled and simulated the behavior of some elements of the production chain. Parameter values such as radiation and temperature are set to observe the evolution of electrical characteristics (current, voltage and power) as a function of these variables.

This theoretical study was supported by experimental measurements (practical measurements in the field).

The performance of these characteristics is dependent on meteorological conditions such as temperature, illumination, relative humidity ... hence the need to study the influence of meteorological parameters (temperature and illumination) on the PV module.

Key words: PV production, technology, affecting, mathematical models, performance

Introduction générale :

L'énergie reste un facteur incontournable dans le développement socio-économique d'une société. Le mode de production de l'énergie devient de plus en plus problématique avec la

flambée des prix du pétrole d'une part et les conséquences environnementales induites par l'utilisation des ressources fossiles. En raison de la croissance de la population qui a pour conséquence l'accroissement des besoins énergétiques, la demande énergétique croît de plus en plus.

De nos jours, différentes formes d'énergies renouvelables (solaire, éolienne, hydroélectricité, biomasse) offrent une grande flexibilité et fiabilité satisfaisantes pour atténuer le déficit énergétique dû à l'augmentation de la demande de l'énergie. C'est dans ce contexte énergétique que la filière de l'énergie photovoltaïque constitue une réponse alternative, pertinente à la problématique énergétique. La question relative au déficit énergétique est encore plus prononcée dans les pays en voie de développement, dont l'Afrique subsaharienne malgré les possibilités d'accès à l'énergie qu'offrent ces ressources renouvelables.

L'Afrique dispose d'un important potentiel en énergies renouvelables dont, l'exploitation du solaire photovoltaïque se présente comme une des solutions les plus prometteuses, avec une durée d'ensoleillement estimée à 3500 heures/année et un potentiel énergétique de 2650 kWh/m²/année. L'exploitation de ce potentiel s'est nettement améliorée ces dernières années avec l'évolution et la vulgarisation des technologies de conversion et de conditionnement. [1]

En effet, vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les huit heures par jour pendant plusieurs mois, le Niger peut couvrir une partie de sa consommation d'électricité à partir de l'énergie solaire [2]. Cela inciterait le pays à mettre l'accent sur la maîtrise et le moyen de production d'énergie PV en relation avec la ressource solaire localement disponible. Une politique fiable de production d'énergie photovoltaïque est conditionnée par le choix d'une technologie adaptée aux conditions environnementales d'exploitation d'où l'importance de ce thème: «Étude de la performance de quelques technologies solaire photovoltaïque dans la région de Maradi». Cette étude a pour but d'identifier la technologie la plus adaptée pour une application PV dans la région de Maradi. En effet, très souvent le faible rendement des systèmes d'exploitation PV est dû à l'emploi de technologies non ou mal adaptées. Cette étude est basée sur le système PV avec stockage d'énergie.

Le présent travail comporte quatre chapitres. Après une brève introduction, le premier chapitre présente les bases physiques de la production d'électricité photovoltaïque.

Dans le deuxième chapitre nous présentons quelques-unes des technologies de production PV.

Le chapitre III fait l'objet d'approche des modèles des composants du système PV autonome.

Enfin le chapitre quatre est consacré aux matériels-méthodes et résultats de simulation des modèles mathématiques et des données expérimentales.

Chapitre I : Production d'électricité photovoltaïque

Introduction :

L'énergie solaire photovoltaïque fait l'objet d'un grand intérêt ces dernières années. Basée sur l'effet photoélectrique, l'énergie photovoltaïque permet de créer un courant électrique continu à partir d'un rayonnement électromagnétique. L'exploitation du rayonnement solaire présente un avantage puisque sa source est inépuisable à l'échelle humaine ''.

La partie transformation et production d'énergie est composée essentiellement d'un ou de plusieurs modules constituant le système de production, des batteries de stockage constituant le système de stockage, de système de régulation, et de système de conversion qui réalisent la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique.

Dans ce chapitre, nous présentons la chaîne de production d'électricité à partir de l'énergie photovoltaïque.

I. La source solaire et les composants du rayonnement solaire au sol :

1. La source solaire :

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé de 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus depuis que Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène –hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium; la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement [3]. Sa lumière, à une vitesse de 300000km/s, met environ 8 minutes pour parvenir à la terre, sa distribution spectrale dans l'atmosphère est présentée par un maximum pour une longueur d'onde d'environ 0.5 μ m, la température de corps noir à la surface du soleil est d'environ 5780°K [4].

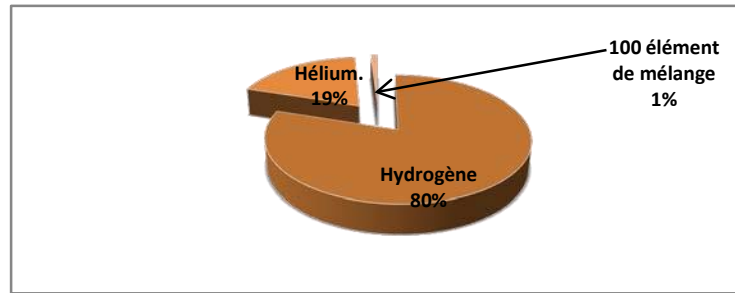


Figure 1 : composition du soleil [3]

2. Les composantes du rayonnement solaire au sol :

Au sol on distingue plusieurs composantes :

- ❖ Le rayonnement direct : est reçu directement du soleil, sans diffusion dans l'atmosphère, ses rayons sont parallèles entre eux.
- ❖ Le rayonnement diffus : est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère. La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. Dans le ciel ce sont à la fois les molécules d'air, les gouttelettes d'eau (nuage) et les poussières qui sont à l'origine de cette diffusion des rayons du soleil. La diffusion est comme la réflexion un changement de direction du rayonnement incident sans changement de fréquence.
- ❖ L'albédo : est la partie réfléchiée par le sol, les nuages et les gaz atmosphériques, il dépend de l'environnement du site. La neige par exemple renvoi énormément de rayons lumineux [5].
- ❖ Le rayonnement global : le rayonnement global comprend le rayonnement direct, le rayonnement diffusé par l'atmosphère et réfléchi par le sol.

La figure ci-dessous figure (2) schématise l'ensemble des rayonnements solaires reçus sur une surface terrestre.

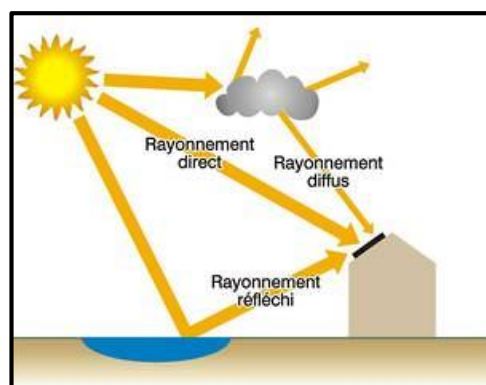


Figure 2: Trois composantes du rayonnement solaire global [6]

L'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan quelconque à un moment donné est appelée irradiation ou éclaircissement (noté généralement par la lettre G), il s'exprime en watts par mètre carré (W/m^2). La valeur du rayonnement reçu par la surface du module photovoltaïque varie selon la position de ce dernier. Le rayonnement solaire atteint son intensité maximale lorsque le plan du module photovoltaïque est perpendiculaire aux rayons [7].

II. Le semi-conducteur :

Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux. Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semi-conducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction). C'est l'énergie du "band gap", E_g , en électronvolt (eV).

Cette valeur seuil est propre à chaque matériau semi-conducteur et va de 1,0 à 1,8 eV pour les applications photovoltaïques. Elle est de 1,1 eV pour le silicium cristallin (c-Si), et 1,7 eV pour le silicium amorphe (a-Si). [8]

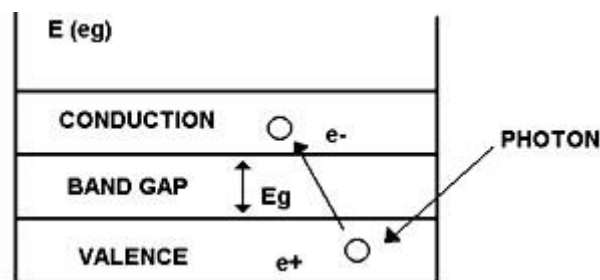


Figure 3: Schéma explicatif du phénomène [8]

A la température de 0 K ($-273^{\circ}C$) chaque atome de la grille cristalline est attaché à quatre atomes voisins par la mise en commun de leurs électrons périphériques (liaisons covalentes), assurant la cohésion du cristal. Les électrons qui participent à ces liaisons sont fortement liés aux atomes de silicium, aucune charge mobile susceptible d'assurer la circulation d'un courant électrique n'existe. La conductivité du silicium est alors très faible.

Cependant l'élévation de la température permet la libération dans la structure, de certains électrons périphériques, par apport d'énergie. De plus, la libération d'un électron provoque l'apparition d'un trou dans la structure cristalline, soit la création d'une paire électron-trou.

Par exemple, à la température de 300 K ($27^{\circ}C$), il y a $1,45 \cdot 10^{10}$ paires électron-trou dans un centimètre cube de silicium. Ce phénomène est à l'origine de l'augmentation de la conductivité du semi-conducteur [9].

III. Principe de la conversion photovoltaïque [10] :

Albert Einstein à découvert en travaillant sur l'effet photoélectrique que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon étant donnée par la relation :

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{I-1})$$

Où h est la constante de Max Planck (1858-1947), c la vitesse de la lumière et λ la longueur d'onde.

Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande. Cette découverte valut à Albert Einstein (1879-1955) le prix Nobel en 1905.

Une façon commode d'exprimer cette énergie est justement son analogue électrique :

$$E = \frac{1.26}{\lambda} \quad (\text{I-2})$$

Où si λ est exprimé en micron, E s'exprime alors en électronvolt (noté eV) : 1 eV est donc l'énergie d'un électron sous un potentiel d'un volt. La conversion photovoltaïque est justement la transformation de l'énergie du photon en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière.

Il existe un seuil d'énergie minimum nécessaire à cette libération des électrons par les photons, au-delà duquel l'électron passe de la bande de valences à la bande de conduction (niveau énergétique supérieur). Ce seuil est appelé gap optique ou largeur de bande interdite, et dépend du matériau utilisé. L'énergie nécessaire à la séparation est mesurée en électronvolts (eV) et varie en fonction du semi-conducteur.

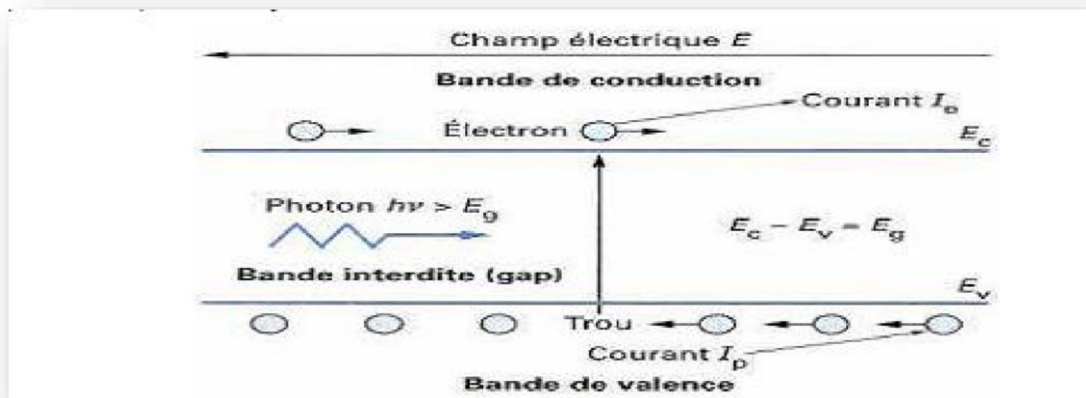


Figure 4: Principe de la conversion photon-électron dans un système à deux niveaux d'énergie. [11]

IV. Présentation de la chaîne de production électrique [12] :

Le système photovoltaïque est installé pour assurer un fonctionnement autonome sans recours à d'autres sources d'énergie. Généralement, le système est utilisé dans les régions isolées et éloignées du réseau national de distribution d'électricité. Il se compose de quatre éléments :

- un système de transformation de la lumière en électricité composé d'un champ de modules photovoltaïques
- un système de stockage de l'électricité (au besoin), composé de batterie.
- un système de régulation du niveau de charge de la batterie composé de régulateur.
- un système de conditionnement pour transformé les grandeurs continues en grandeurs alternatives, composé d'onduleur (lorsque la puissance est supérieure à 1kW, et pour une charge alternative au besoin). La Figure 5 présente un système photovoltaïque.

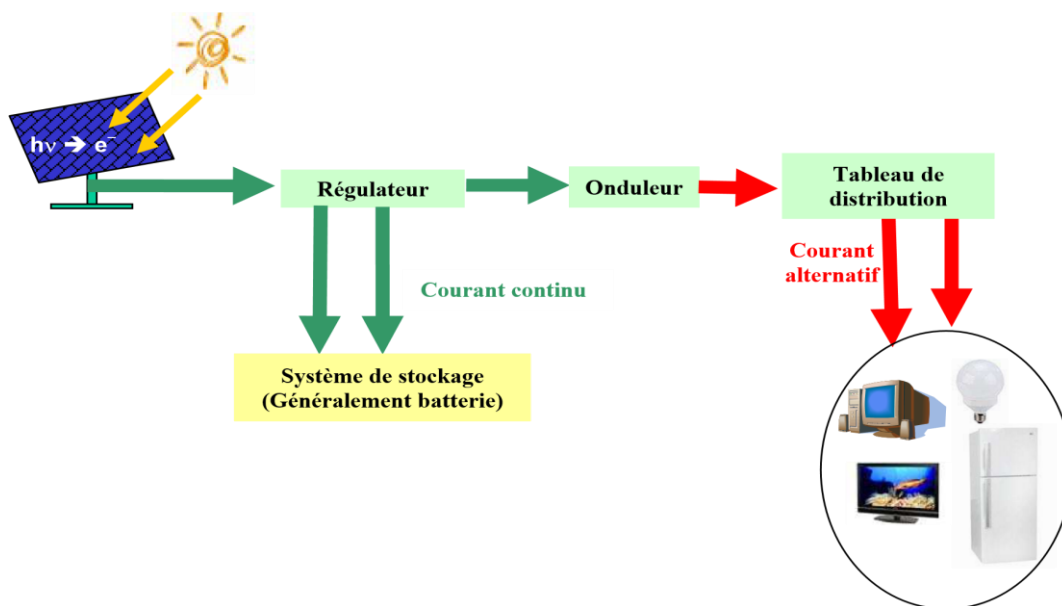


Figure 5 : représentation schématique d'un système photovoltaïque autonome [12]

Dans ce qui suit, est présenté chaque composant, leur caractéristique ainsi que son rôle dans la chaîne de production solaire photovoltaïque.

1. Le module photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés, délivre au maximum, quelques watts

sous une tension inférieure au volt (tension de jonction PN). Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module ou un panneau photovoltaïque. En effet, les modules PV sont composés d'un ensemble de cellules mises en série, réalisant la conversion proprement dite de la lumière du soleil en électricité. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl- acétate) figure 6 et protégées sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière de polyéthylène [13].

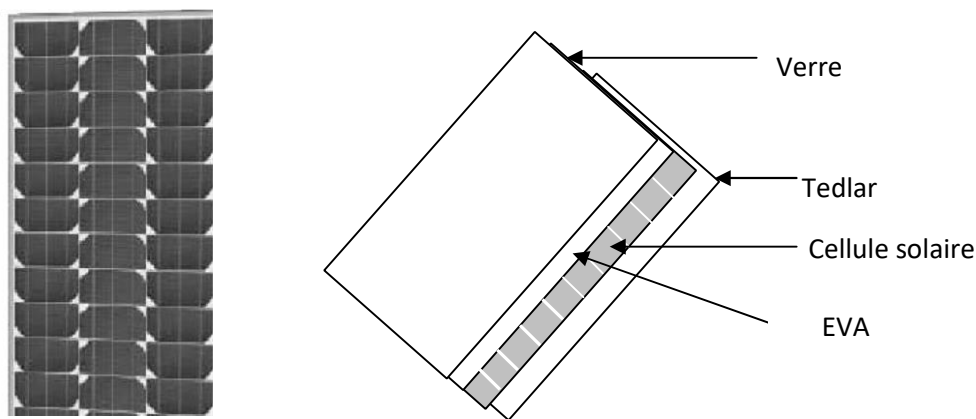


Figure 6: Module photovoltaïque [13]

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation. A l'arrière de chaque module se trouve une boîte de jonction contenant deux diodes antiparallèles. Ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre [14].

a) Les principales caractéristiques électriques d'un module [15] :

Les modules PV sont généralement des parallélépipèdes rectangles rigides minces (quelques centimètres d'épaisseur), dont les caractéristiques sont :

- La puissance crête, P_c : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m^2).
- La caractéristique I/V : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

- Tension à vide, V_{co} : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairage " plein soleil ".
- Courant de court-circuit, I_{cc} : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairage " plein soleil ".
- Point de fonctionnement optimum, (U_m, I_m) : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = U_m \times I_m$
- Rendement : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule : $V_{co} \times I_{cc}$.

2. Système de régulation de charge :

Le régulateur dans un système photovoltaïque gère la charge et la décharge de la batterie. Il limite la tension de la batterie afin d'éviter une surcharge, en déconnectant la batterie bien chargée des modules PV. Quand la batterie est bien déchargée, il la déconnecte de l'utilisation, par un disjoncteur automatique pour la protéger contre la décharge profonde. Dans un système PV, en l'absence d'un régulateur, les accumulateurs seront exposés à une perte d'eau donc un vieillissement prématuré et à la sulfatation des plaques. Le régulateur dans un système photovoltaïque peut assurer aussi le rôle de la compensation thermique. Il est situé entre le champ de modules et les batteries de stockage [17].

Les régulateurs n'utilisent plus de relais mécaniques. On trouve généralement sur leur face avant deux diodes électroluminescentes (LED) qui renseignent l'une sur l'état de charge de la batterie et l'autre sur l'état de fonctionnement de tout le générateur et leur propre consommation d'énergie est réduite (faible auto consommation).

3. Système de stockage :

Dans un système photovoltaïque, la ressource solaire ne pouvant être disponible à tout moment, il est indispensable de stocker de manière journalière ou saisonnière de l'énergie électrique produite par les modules solaires. On utilise pour cela un système de stockage. Ce dernier est constitué des batteries de stockage. Les batteries les plus courantes sont de type plomb-acide à plaque plane. Il existe aussi des accumulateurs de type nickel-cadmium qui sont chers. La batterie est constituée essentiellement des deux électrodes (l'une positive et l'autre négative) et une solution électrolytique : solution d'acide sulfurique de viscosité variable [17].

Les batteries de stockage sont connectées au régulateur électronique car elles sont chargées à travers le régulateur et elles alimentent les charges par le biais du même régulateur. L'association de plusieurs batteries en série est faite pour obtenir une tension adaptée à l'utilisation et on les associe en parallèle pour avoir la capacité et la puissance nécessaires à l'autonomie désirée. Les tensions des batteries seront déterminées en fonction de celles des récepteurs à courant continu et celles des modules. Le nombre de batterie sera déterminé à partir de l'autonomie désirée [17].

Caractéristiques principales d'une batterie :

- Capacité en ampère-heure : Les ampères heure d'une batterie sont simplement le nombre d'ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant.

Théoriquement, par exemple, une batterie de 200 Ah peut fournir 200 A pendant une heure, ou 50 A pendant 4 heures, ou 4 A pendant 50 heures. Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que : [18]

- Rapports de chargement et déchargement : Si la batterie est chargée ou est déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.
- La durée de vie : Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quel que soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en années (ou en nombre de cycles) [19].
- Profondeur de décharge : La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisée pendant un cycle de charge/décharge.

Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants de batteries de nickel- Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucun dommage.

- La tension d'utilisation : C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.
- Le rendement : C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

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

4. Système de conversion : [20]

Lorsque les charges (appareils) alimentées utilisent le courant alternatif (CA), il faut intégrer un système de conversion au système photovoltaïque. Le système de conversion convertit la sortie cc du champ photovoltaïque ou des batteries en courant alternatif (CA), semblable à ce que fournissent les services publics. Il existe plusieurs types de systèmes de conversions autonomes qui se distinguent par l'onde ca de sortie qu'ils produisent. Cette onde peut être : carrée, pseudo-sinusoïdale et sinusoïdale pure.

5. Récepteurs ou charges :

Les récepteurs ou charges (utilisation) font partie du système PV. Leurs tensions d'usage et leurs puissances déterminent les caractéristiques des éléments du système PV. Les récepteurs doivent être choisis avec soin. Lorsque c'est possible, il faut choisir les récepteurs de grand rendement.

Conclusion :

Nous avons présenté dans ce présent chapitre des différentes notions importantes pour comprendre la conversion photovoltaïque, ainsi que la description et le rôle des composants de la chaîne photovoltaïque pour un système autonome du module jusqu'à la charge. Par la suite, dans le chapitre suivant nous parlerons de différentes technologies de ces composants du système.

Chapitre II : Technologies des composants d'un système photovoltaïque

Introduction :

Dans un pays comme le Niger, où le soleil brille en abondance et où l'on trouve une vaste population rurale sans l'infrastructure nécessaire pour se doter d'un réseau d'électricité, les systèmes photovoltaïques présentent un attrait certain. Ils sont évolutifs et donc adaptables aux nouveaux besoins; ils peuvent produire de l'électricité sur place; ils n'exigent qu'un entretien minimum; ils ne polluent pas. Ils conviennent particulièrement bien aux besoins élémentaires des communautés rurales : éclairage domestique, alimentation en énergie des centres de santé ou d'autres services publics, pompage et purification de l'eau, etc.

Dans la suite de ce chapitre nous allons présenter quelques technologies existantes des composants du système PV.

I. La technologie de cellules solaires photovoltaïques :

Il existe un grand nombre de technologies de cellules photovoltaïques qui ont toutes des propriétés différentes mais d'autres sont encore en phase de développement (les cellules organiques).

Les principales technologies de cellules PV industrialisées en quantité à ce jour sont : la technologie au silicium cristallin et les couches minces.

A. Les cellules photovoltaïques au silicium cristallin :

Le silicium est le matériau de base le plus utilisé pour la fabrication des modules PV (90% de la production mondiale). Il existe en grande quantité dans la nature (25% en masse de l'écorce terrestre) sous sa forme oxydée (dioxyde de silicium, nommé aussi silice). Il est présent notamment dans le sable et le quartz.

Les cellules les plus utilisées sont encore aujourd'hui les cellules au silicium cristallin, dite de première génération. Il existe deux types de cellules au silicium cristallin : monocristallin et polycristallin. Ces derniers sont performants mais cette performance diminue fortement lorsque la température de module augmente et diminue fortement à faible éclairage. Ils ont presque aucune flexibilité d'utilisation (surface rigide...);

a. Silicium monocristallin :

Les cellules monocristallines sont des photopiles élaborées à partir de silicium cristallisé en un cristal unique. Leur rendement est de 10 à 16 %, mais leur fabrication est complexe et consommatrice d'énergie.

b. Silicium polycristallin :

Les cellules polycristallines sont fabriquées à partir d'un bloc de silicium cristallisé sous forme de cristaux multiples. Leur rendement moyen est de 11 à 13 %, et leur coût de production est un peu moins élevé que celui des cellules monocristallines.

Quelques propriétés des cellules cristallines [21] :

- Influence de l'éclairement : la tension baisse de manière importante lorsque l'éclairement descend en dessous de 30-50 W/ m². Cela est pénalisant pour l'emploi du cristallin dans les pays à climat tempéré ou encore sous lumière artificielle.
- Influence de la température : une cellule cristalline a une perte de l'ordre de 0.4%/°C, en puissance, pour une température supérieure à 25°C, principalement due à une chute de la tension.

B. Technologie couche mince :

Les cellules PV dites couche mince constituent ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin relativement épaisses. L'intérêt de la technologie couche mince vient de la faible quantité de matériaux nécessaire à la fabrication d'une cellule comparativement aux cellules classiques. Contrairement aux cellules silicium cristallin de première génération, on ne dépose que la quantité de matériau photosensible efficace pour absorber l'essentiel du rayonnement solaire (quelques microns d'épaisseurs suffisent). Par ailleurs, on utilise des méthodes de fabrication moins coûteuses des cellules qui permettent une intégration totale.

1. Les couches minces au silicium :

a. Le silicium amorphe [22] :

Malgré un gap optique plus élevé que le silicium cristallin et donc une tension plus forte, son courant est nettement plus faible à cause de sa moins bonne collecte et de sa faible épaisseur. Il est donc moins puissant que le silicium cristallin. Par contre, en couche très mince, il répond à tous les éclaircements, extérieur et intérieur. Sa technologie de fabrication est moins onéreuse et permet de réaliser de petits formats de modules. Le silicium amorphe est non cristallin et est produit par pulvérisation cathodique de silicium ou de décomposition du silane. C'est aujourd'hui une des filières les plus économiques. La filière cherche encore aujourd'hui à réduire ses coûts en inventant des procédés de fabrication moins coûteux et en augmentant le rendement des cellules. Les modules à base de silicium en couches minces présentent également

l'avantage de garder un bon niveau de production lorsque la luminosité est faible ou lorsque la température est élevée.

- Rendement électrique des modules : 5 à 7 % STC (jusqu'à 9 % pour les multi-jonctions).
- Puissance des modules extérieurs : 0,5 à 60 Wc.
- Gamme d'éclairement : de 20W/ m² à 1000 W/m².
- Usage : électronique professionnelle et grand public (montres, calculatrices.), électronique de faible consommation en extérieur.

b. Propriétés des couches minces au silicium :

- Influence de l'éclairement : Une particularité du silicium amorphe est qu'il continue à produire de l'électricité à très faible éclairement (<20 W m⁻²), contrairement aux autres technologies au silicium. C'est pour cette raison qu'on l'utilise pour les appareils en usage intérieur (calculatrices, montres).
- Influence de la température : une cellule au silicium amorphe a une perte de l'ordre de 0.2%/°C en puissance en moyenne, pour une température de fonctionnement supérieure à 25°C. Mais ce coefficient de température dépend de la cellule.
- Effet de stabilisation sous lumière : une autre spécificité des cellules au silicium amorphe est l'effet Staebler-Wronski [23]. Le matériau qui comporte un certain nombre de défauts à l'échelle atomique, se dégrade de 10 à 15 % pour une multi-jonction et de 20 à 25% pour une simple jonction pendant les premiers temps d'exposition au soleil (typiquement, les 1 000 premières heures d'exposition) à la suite de quoi, il se stabilise. Ce phénomène fait référence aux changements induits par la lumière métastable dans les propriétés du silicium amorphe hydrogéné. Il s'agit d'une baisse de la photoconductivité du matériau sous fort éclairement et cet effet dépend de l'épaisseur de la jonction et des conditions de dépôt.

2. Les filières non silicium en couche mince :

Les recherches actuelles sur les matériaux PV portent également sur d'autres matériaux que le silicium, mieux adaptés à une utilisation en couches minces et délivrant de hauts rendements à des coûts relativement bas. Deux filières semblent s'imposer progressivement, l'une basée sur le tellure de cadmium (notée CdTe) et l'autre sur les alliages Cuivre-indium/gallium-Sélénium (noté CIGS).

a. Le cuivre-indium/gallium-Sélénium (noté CIGS) :

La technologie CIGS exhibe actuellement le meilleur rendement de production pour une cellule et pour des modules par rapport à toutes les technologies couches minces inorganiques avec des cellules pouvant atteindre 19.9% en laboratoire [24,25] et des modules commerciaux de 12%. Cependant, il reste un grand nombre de points à améliorer afin de réduire le prix de ces cellules. Le principal challenge de la technologie CIGS couche mince est la réduction du prix des matériaux.

b. Le tellurure de cadmium [21]:

La technologie à base de CdTe présente des rendements en dessous du cristallin, de l'ordre de 7 à 9% en industrie (21,0%, record cellule en laboratoire) mais bénéficie d'un faible coût à la production. Sa capacité d'absorption de la lumière et son coefficient thermique avantageux lui permettent d'être en adéquation presque parfaite avec le spectre solaire. Son principal inconvénient est sans nul doute la limitation naturelle de la quantité de tellurure sur terre qui oblige la recherche à réduire au maximum son épaisseur, qui avoisine aujourd'hui 3 μm . De plus, le cadmium est toxique. Il faut tout de même préciser que celui-ci est dangereux seulement lors de la fabrication et qu'un module PV ne contient que très peu de cadmium : un module CdTe de 60W (~12 kg) contient environ 2g de Cd. Sa structure consiste en une couche d'absorption en CdTe qui est placée sur un substrat de verre au contact d'autres couches de jonction, puis couverte par une plaque de verre qui scelle le module hermétiquement. Comme on ne sait pas réaliser de jonction p-n sur CdTe, une hétérojonction est formée en déposant un autre semi-conducteur peu absorbant, le sulfure de cadmium (CdS type n).

C. Les cellules organiques (les cellules photovoltaïques de troisième génération) [1]:

Les cellules organiques sont en phase de recherche et présentent pour l'instant des rendements relativement faibles. Ils font aujourd'hui l'objet d'un sujet d'étude très actif en laboratoire. Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules « plastiques ». Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment annoncés (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures).

D. Choix de la technologie du module :

Partant de la littérature existante des cellules vues ci-dessus, nous pouvons indiquer la technologie la mieux adaptée pour la région de Maradi en nous basant sur les facteurs climatiques et sur les rendements. Chaque type de cellule est caractérisé par un rendement et un coût qui lui sont propres.

➤ La technologie de la troisième génération :

Du point de vue rendement cette dernière peut atteindre un rendement de plus de 40% en laboratoire et une limite théorique de 81%, sa fabrication est en théorie plus facile que les autres cellules et la matière première est bon marché mais pour l'instant, cette technologie est au stade de recherche, est aussi appliquée pour des domaines autres que le solaire PV terrestre (sans concentration). Elles n'entrent donc pas, par conséquent dans le cadre de notre travail et c'est pour cette raison que nous n'avons pas détaillé ces technologies.

➤ La technologie de la deuxième génération :

Sa particularité est qu'elle peut produire de l'énergie même sous un ensoleillement diffus ou sous un faible éclaircissement. En effet elle est aussi une solution économique où lorsque très peu d'électricité est nécessaire, par exemple pour l'alimentation des montres, des calculatrices, ou des luminaires de secours. Mais par contre, son rendement de conversion est faible (de 7 à 10%) et les cellules ont tendance à se dégrader plus rapidement sous la lumière. Bien que cette technologie ait de nombreux avantages mais elle reste toujours inappropriée pour notre étude car elle présente un rendement très faible, et n'est pas recommandée pour une installation à grande échelle.

➤ La technologie de la première génération :

Sa performance diminue fortement lorsque la température augmente et elle a aussi un coût élevé, mais cette technologie offre un meilleur rendement de conversion, sa durée de vie et son vieillissement sont maîtrisés, sa production est aujourd'hui mature et son industrialisation ne pose pas de difficulté.

La performance diminue aussi fortement à faible éclaircissement, ce qui fait de lui un avantage pour les zones tropicales (Niger).

Ces avantages nous permettent donc de choisir cette technologie pour notre travail.

II. Le système de stockage :

En général, le stockage de l'énergie dans les systèmes photovoltaïques autonomes est assuré par des batteries. Dans ces systèmes, le stockage de l'énergie représente environ 15% des investissements initiaux, sur une durée d'exploitation de 20 ans, ce coût peut atteindre 50% des frais totaux, car il faut remplacer les batteries plusieurs fois.

Les réactions chimiques à l'origine du fonctionnement d'un élément mettent en jeu deux couples d'oxydo-réduction de potentiels différents. En décharge, l'électrode positive est le siège d'une réaction de réduction du couple de plus haut potentiel, tandis que le second couple s'oxyde à l'électrode négative. La charge donne lieu au phénomène inverse.

Les différentes technologies des batteries existantes utilisées dans les installations autonomes sont les suivantes :

A. Batterie plomb :

Les différents types de batteries au plomb :

Les accumulateurs au plomb sont divisés en deux grandes familles : les batteries ouvertes (Vented Batteries) et les batteries scellées (Valve Regulated Lead Acid Batteries).

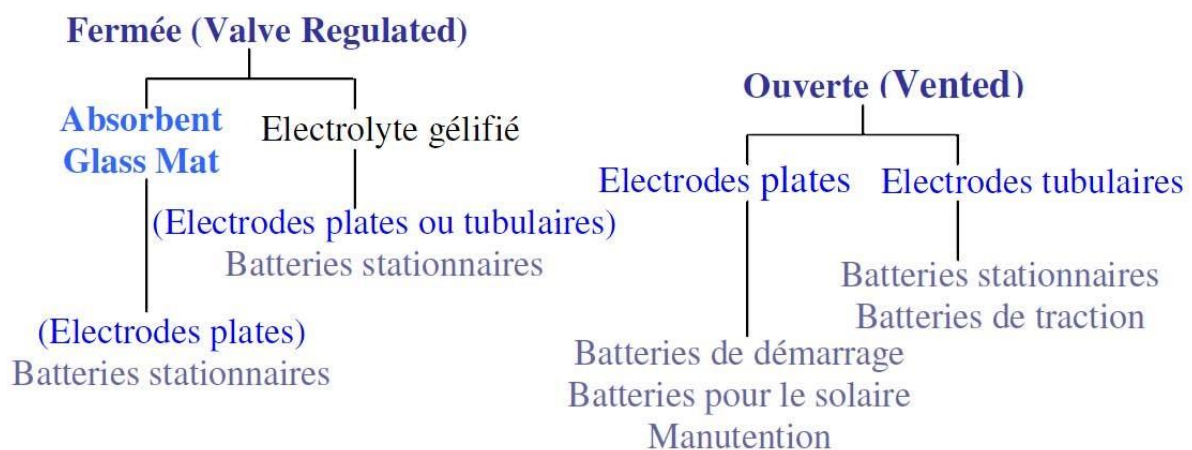


Figure 7: Les différents types de batteries plomb [26]

Batteries « classiques » ou ouvertes :

Pour ce type de batteries, la cellule n'est pas fermée. La quantité d'électrolyte (composé typiquement de 65 % d'eau et 35 % d'acide sulfurique) peut diminuer en raison des occurrences successives ainsi que de l'évaporation naturelle. La batterie nécessite donc une maintenance au cours de laquelle le niveau de l'électrolyte doit être réajusté avec de l'eau ionisée pour le bon fonctionnement de l'accumulateur.

Enfin, ces batteries doivent se trouver dans un emplacement suffisamment ventilé car le dégagement gazeux qu'elles peuvent produire devient explosif lorsque la proportion d'hydrogène dans l'air atteint 4 % en volume.

Batteries VRLA (Valve Regulated Lead-Acid):

Ces batteries sont aussi appelées batteries « sans entretien ». Ici, la cellule est fermée. L'électrolyte y est immobilisé sous forme de gel (ajout de silice à haute surface spécifique), ou encore retenu dans un séparateur en fibre de verre à haut pouvoir capillaire (AGM, Absorbent Glass Mat). Les gaz produits durant le dégagement restent donc « prisonniers » dans le gel et sont recombinaés durant la décharge. La consommation d'eau et l'émission de gaz sont donc extrêmement faibles.

Il existe deux principaux types de technologies concernant l'électrode positive PbO_2 : celle-ci peut être soit une plaque plane, soit tubulaire. Les plaques planes sont constituées de grilles formées d'un alliage de plomb auquel on ajoute 5% d'antimoine, le tout enrobé dans de la matière active. Cette disposition permet des puissances supérieures grâce à l'augmentation des surfaces d'échange électrode/électrolyte. Par contre, pour les plaques tubulaires, la matière active est emprisonnée dans des gaines poreuses. La transmission du courant est alors assurée par des épines de plomb disposées dans ces gaines. Cette technologie permet d'augmenter la durée de vie, spécialement en cycle profond, mais à un prix de revient plus important.

a. Principe de fonctionnement de la batterie de stockage à plomb :

L'accumulateur au plomb est le siège de réactions complexes. Le principe de transformation, très simplifié, est loin de rendre compte de toutes les observations courantes.

En fait, pendant la décharge, le PbO_2 de l'anode est réduit, et se transforme en sulfate de plomb ; partie de l'acide sulfurique étant consommé, la concentration de l'acide sulfurique décroît. A la cathode on observe une oxydation du Pb qui se transforme aussi en sulfate de plomb. La sulfatation est donc le résultat normal de la décharge d'un accumulateur au Pb-acide. À ne pas confondre avec la sulfatation « dure » formée à partir de gros cristaux de sulfate de Pb difficilement solubles qui peut fortement diminuer la capacité.

Inversement pendant la charge, à l'électrode positive, le dioxyde de plomb se reforme ainsi que le Pb spongieux au niveau de la plaque négative et de l'acide sulfurique se reformant, l'électrolyte voit sa densité augmenter. Le moyen le plus sûr de vérifier l'état de charge est de mesurer la tension et la densité de l'électrolyte, ce qui permet de connaître la concentration en acide.

La réaction d'oxydoréduction qui peut être décomposée en deux demi-réactions est la suivante :

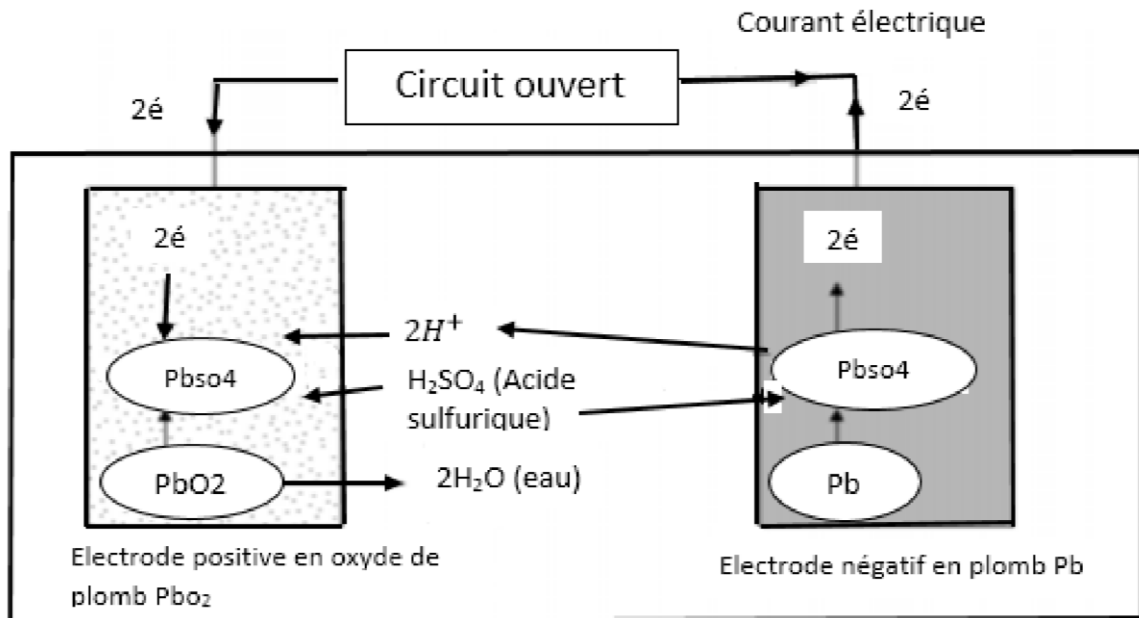
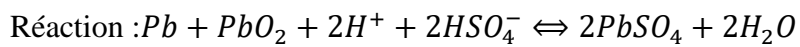
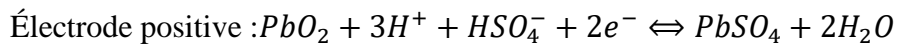


Figure 8: Principe de fonctionnement de l'accumulateur au Plomb [26]

b. Propriété électrique de la batterie plomb :

- La tension aux bornes d'un accumulateur plomb varie de 1,7V (état de charge minimum) à 2,5V (état de charge maximum) [27,28] suivant l'état de charge en conditions normales de fonctionnement.
- Le rendement faradique du Pb est de l'ordre de 90%.
- Le rendement énergétique est de l'ordre de 70 à 80%.

Le tableau suivant résume les principales données techniques des accumulateurs au plomb.

Tableau 1: données techniques des accumulateurs au plomb [27,28]

Température de fonctionnement	-20 à +50 °C
Énergie	25/45 Wh/kg 60/120 Wh/dm ³
Nombre de cycles profonds	300/1500
Puissance massique	80/150 W/kg
Rendement	<ul style="list-style-type: none"> • énergétique : de 60 à 95% • faradique : de 65 à 100%
Auto-décharge	2 à 10 % par mois à 25°C

c. Facteurs influençant le comportement de la batterie plomb :

La température ambiante et l'humidité sont les principaux facteurs influençant le comportement de la batterie acide plomb [29], en dehors de la génération interne de la chaleur qu'elle produit.

Des températures très faibles peuvent engendrer une solidification de l'électrolyte qui pourrait casser le bac et endommager la batterie. Mais aussi les températures élevées accélèrent les phénomènes d'autodécharge et augmentent également la part des réactions parasites en fin de charge. Ceci peut engendrer une diminution de la durée de vie d'un facteur pour une augmentation de la température de 7 à 10°C pour des températures supérieures à 40°C. Si la batterie à plomb opère sous une température ambiante élevée alors qu'elle est en surcharge, la quantité de chaleur produite lors d'un dégazage intensif peut dépasser la quantité de chaleur qui s'échappe de la batterie. La température de la batterie plomb s'élève alors, ce qui accélère encore la vitesse des réactions chimiques exothermiques : c'est l'emballement thermique et la batterie sera perdue.

La batterie acide plomb peut fonctionner dans la plage de température de **-20°C à 60°C**.

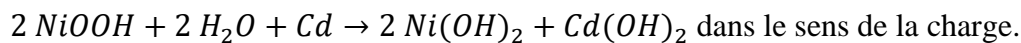
En ce qui concerne l'humidité, elle augmente la corrosion des collecteurs de courant, ce qui augmente la résistance interne de la batterie et entraîne une recharge non optimale par un système photovoltaïque. Pour limiter l'influence des conditions environnementales, il est

nécessaire d'installer la batterie dans un local adapté permettant d'éviter les températures extrêmes et l'humidité tout en permettant la dissipation de la chaleur.

B. Batteries NICKEL-CADMIUM (NICD) [30]:

a. Principe de fonctionnement :

Les batteries de nickel- Cadmium ont une structure physique semblable à celles du plomb- Acide. Au lieu du Plomb, elles utilisent de l'hydroxyde de Nickel pour les plaques positives et de l'oxyde de Cadmium pour les plaques négatives. L'électrolyte est de l'hydroxyde de Potassium. Elles sont réalisées à partir de deux électrodes (hydroxyde de Nickel et Cadmium) immergés dans une solution de potasse. La réaction réversible globale est la suivante :



b. Propriété électrique de la batterie nickel-cadmium [30] :

- La tension nominale est de 1,2 V mais elle varie entre 1,15 V et 1,45 V par élément suivant l'état décharge
- Le rendement énergétique est de l'ordre de 70%.

c. Facteurs influençant le comportement de la batterie :

Les batteries nickel-cadmium ont un bon rendement à haute température et une bonne capacité à basse température.

Elles peuvent fonctionner dans la plage de température de -40°C à 60°C.

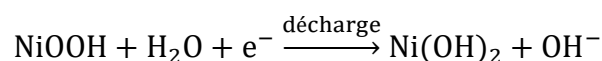
C. Batterie au nickel-metal-hydrure :

a. Principe de fonctionnement [31]:

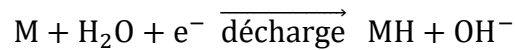
L'accumulateur NiMH est constitué de deux électrodes, l'électrode positive en oxyhydroxyde de nickel (NiOOH) et l'électrode négative sous forme d'hydrure métallique MH. Ces derniers sont connus pour leur capacité à absorber de l'hydrogène (candidats pour le stockage de l'hydrogène dans la pile à combustible). L'électrolyte (basique) est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH).

Lors de la décharge, les réactions aux deux électrodes sont les suivantes.

A l'électrode positive, on assiste à une réduction de l'oxyhydroxyde de nickel en hydroxyde de nickel :

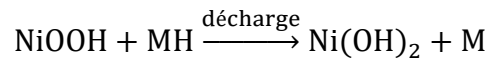


- A l'électrode négative, on observe une oxydation de l'hydrure métallique:



Dans cette réaction, il y a désorption d'hydrogène : l'hydrogène fixé dans le composé intermétallique diffuse vers l'interface métal/électrolyte et se recombine avec un ion OH⁻.

- La réaction globale de décharge est :



b. Propriété électriques :

- La tension nominale d'un élément accumulateur de ce type est de **1,2 V**.
- Rendement charge-décharge : 66%
- Autodécharge : 10-15% par mois ,10-15% durant les premières 24 heures
- Energie/poids : 30 à 80Wh/kg

D. Batterie au lithium ion :

a. Principe de fonctionnement :

En cours de fonctionnement, le transport des charges à l'intérieur de l'accumulateur se fait par l'intermédiaire d'ions lithium Li⁺ qui se retirent de la structure d'une des électrodes pour s'insérer dans la structure de la seconde [32]. Ce phénomène d'intercalation des ions lithium dans les matériaux d'électrode est décrit figure 9.

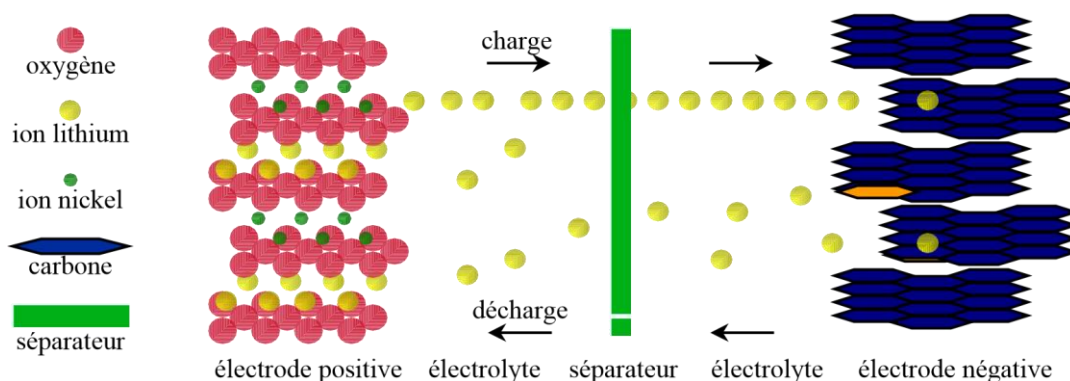


Figure 9: Mouvement des ions au sein de l'électrolyte lors de la charge ou de la décharge d'un élément lithium-ion [32]

b. Propriété électriques :

La tension d'un accumulateur lithium-ion varie de 2,5V (état de charge minimum) à 3,7V (état de charge maximum) [27,28].

Le courant maximal (pointe de courant) est le courant maximal que peut fournir la batterie sans la détériorer. Il dépend de la capacité nominale et de la technologie de la batterie.

- Energie spécifique élevée ($> 120 \text{ Wh.kg}^{-1}$)
- Energie volumique élevée ($> 250 \text{ Wh.l}^{-1}$),

c. Facteurs influençant le comportement de la batterie :

Elles tolèrent une large plage de température (de -50°C à $+70^{\circ}\text{C}$).

d. Compatible à une forte ou faible installation solaire :

Les accumulateurs au lithium-ion sont également utilisés dans les applications de forte puissance et dans l'aérospatiale telle que les satellites Galiléo.

e. Avantages :

- Meilleures performances actuelles (accumulateurs commerciaux) en énergie et puissance spécifique
- Longue durée de vie, pas de maintenance
- Bonnes performances en autodécharge

f. Inconvénients

- Coût élevé (en forte diminution avec les volumes de production)
- Circuit de protection obligatoire
- Sécurité de fonctionnement (risque d'emballement thermique en cas de surcharge, de dommage mécanique, ...).

E. Choix de la batterie de stockage :

Suites aux différentes technologies vues ci-dessus nous pouvons choisir la technologie la mieux adaptée pour la région de Maradi en se basant sur les critères : le coût, la durée de vie, le rendement et la performance en fonction de la température ambiante.

Les batteries de technologie à Plomb sont les plus avantageuses par leurs faibles coûts pour des rendements satisfaisants. Leur inconvénient majeur est leur durée de vie qui est la plus courte des technologies comparées. La technologie Nickel-Cadmium (Ni-Cd) présente un coût plus élevé que les batteries au Plomb, pour une durée de vie supérieure mais un rendement plus

faible. La technologie Lithium-ion (Li-ion) est la plus prometteuse. Sa durée de vie et son rendement sont les meilleurs parmi ces différentes technologies des accumulateurs électrochimiques. Son inconvénient est qu'il a un coût très élevé.

III. Système de régulation solaire :

Le régulateur est un élément important d'un système photovoltaïque. Il contrôle le niveau de charge du système de stockage et protège la batterie contre les surcharges et décharges profondes.

Chaque système solaire photovoltaïque (PV) hors réseau doit se doter d'un régulateur de charge afin de gérer la charge des accumulateurs. Les régulateurs offrent plusieurs autres fonctions dans la gestion et l'installation d'un système PV avec accumulateurs. Il existe plusieurs technologies de régulateurs dont nous parlerons ci-dessous.

A. Régulateur de charge PWM (Pulse-With Modulation) :

a. Principe de fonctionnement [33]:

Pendant la charge, le régulateur de charge solaire laisse entrer autant de courant que le module PV peut générer afin d'atteindre la tension cible. Lorsque la batterie atteint sa tension du seuil, le contrôleur va alors basculer entre la batterie et le tableau de bord, ce qui règle la tension de la batterie et la rend constante. Cette méthode de commutation est appelée PWM, elle assure la charge du système de stockage tout en évitant sa surcharge. Dans ce fonctionnement direct, la tension de sortie des modules est réduite à la tension nominale des batteries. Cela est dû au fait que les batteries sont une charge importante vis-à-vis du courant limité en sortie des modules. Du fait que les régulateurs PWM fonctionnent rarement à la tension V_{mp} des modules solaires, l'énergie qui aurait pu charger les batteries et alimenter les charges du système est simplement dissipée. Et plus l'écart entre la tension V_{mp} des modules et la tension des batteries est élevée, plus l'énergie est gaspillée.

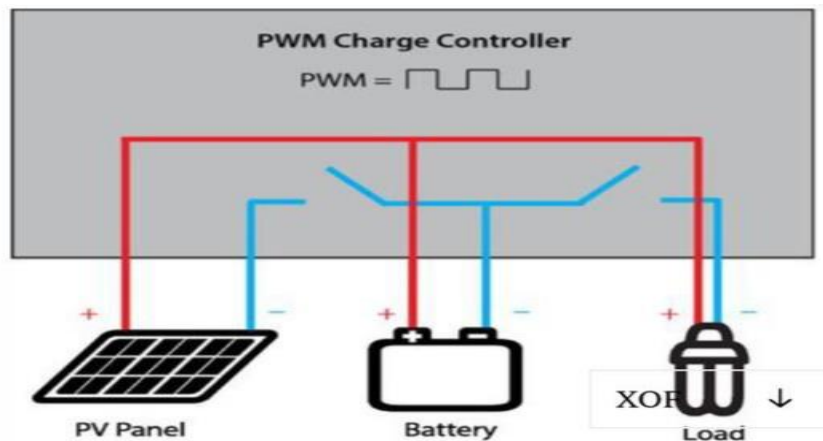


Figure 10: régulateur PWM [34]

b. Propriétés électriques du régulateur PWM :

- La tension nominale de la chaîne PV doit être compatible avec la tension nominale de la batterie.
- Les régulateurs PWM n'amplifient pas la production du courant en convertissant la différence de tension. Cela signifie que le courant issu des modules solaires est égal au courant délivré aux batteries.
- Il est limité à 60A.

c. Facteurs climatiques influençant le comportement du régulateur :

Pour un régulateur PWM, une baisse de la température s'accompagne d'une baisse du rendement de la charge énergétique (puisque l'écart entre la tension V_{mp} et la tension de la batterie augmente).

d. Compatible à une forte ou faible installation solaire :

Les régulateur PWM sont adaptés seulement pour des petits systèmes PV.

e. Avantages :

- Ils sont moins chers ;
- Disponibles en différentes tailles, ils peuvent être disponibles jusqu'à 60A ;
- Ils fonctionnent correctement lorsqu'ils sont soumis à de fortes températures.

f. Inconvénients :

- Ils nécessitent l'emploi de module de 36 et de 72 cellules
- Taille du contrôleur ne dépassant pas 60A
- Capacité limitée de croissance du système

- Ils n'amplifient pas la production du courant en convertissant la différence de tension

B. Le régulateur MPPT :

a. Principe de fonctionnement [33] :

MPPT ou Maximum Power Point Tracking fournit une connexion indirecte entre la batterie et le module PV. Cette connexion indirecte comprend un convertisseur de tension DC/DC qui comprend la tension PV supplémentaire et la transforme en un courant additionnel à une tension plus basse sans nécessairement perdre de puissance.

Les régulateurs MPPT traquent avec une grande rapidité et une grande précision la tension V_{mp} des modules solaires. Ils balayent une plage de tension en entrée pour déterminer constamment à quel point se trouve la puissance maximale délivrée par les panneaux. Le régulateur MPPT prélève la puissance à cette tension V_{mp} et la renvoie vers les batteries sous une tension plus basse, ce qui a pour effet d'augmenter le courant de charge. Comme les puissances en entrée et en sortie du régulateur sont égales (dans un modèle au rendement à 100%, les pertes dues à la conversion et au câblage sont négligées), un abaissement de la tension entraîne nécessairement une augmentation proportionnelle du courant. La puissance, exprimée en Watts, est égale au produit de la tension et du courant, ainsi, si la tension est réduite, le courant augmente nécessairement pour maintenir le ratio entrée/sortie égal. Pour un rendement de 100%:

Puissance d'Entrée = Puissance de Sortie

Volts Entrée * Amps Entrée = Volts Sortie * Amps Sortie

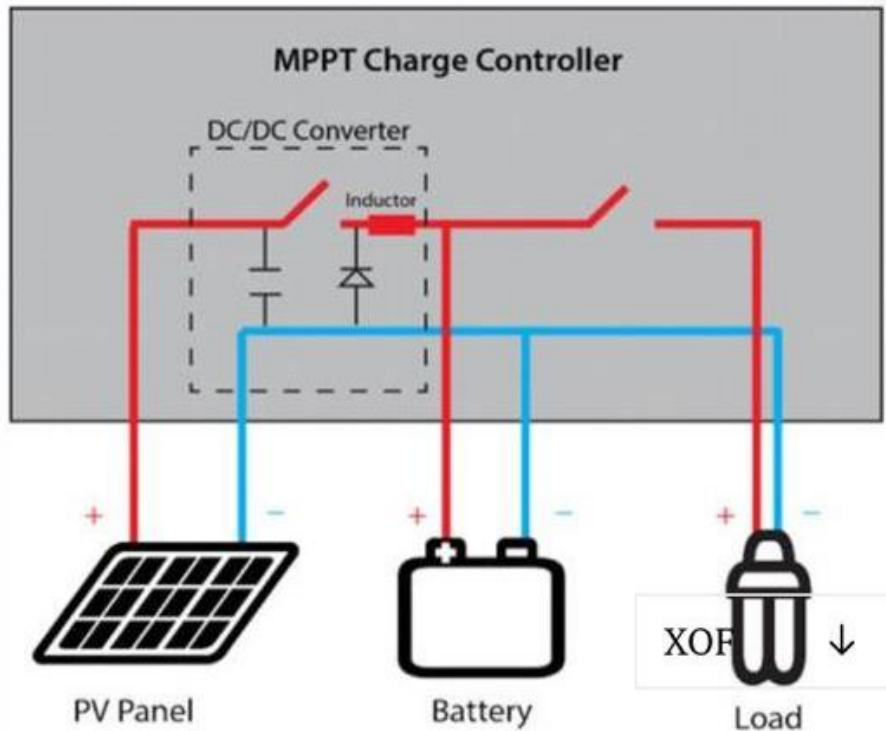


Figure 11: régulateur MPPT [35]

b. Propriétés électriques du régulateur MPPT :

Le contrôleur MPPT transforme la tension en intensité, c'est-à-dire qu'il convertit l'entière production solaire pour la ramener à la tension de batterie en augmentant l'intensité.

Il est limité à 80A.

b. Facteurs influençant le comportement du régulateur MPPT :

S'agissant du régulateur MPPT, une baisse de la température du module s'accompagne d'une augmentation de l'efficacité énergétique (car lorsque la température des modules solaires chute, la tension V_{mp} augmente et le régulateur MPPT suit cette variation de la tension V_{mp} du module et convertit la tension produite en excès en courant de charge)

d. Compatibilité à une installation solaire à grande ou petite échelle :

Le régulateur MPPT est envisageable pour des puissances $PV > 200Wc$

e. Avantages :

- Ils sont 30% plus efficaces en charge ;
- Possibilité d'avoir un réseau avec une tension d'entrée supérieure à celle du groupe de batteries ;
- Taille disponible jusqu'à 80A ;
- Plus grande flexibilité pour la croissance du système ;

- La meilleure façon de réguler les modules de connexion au réseau pour le chargement de la batterie
- Ils permettent de travailler dans une grande plage de température et ainsi récupérer l'excès non négligeable de tension en hiver lorsque le point de puissance maximale peut monter au-dessus de 18V dans un système 12V.

f. Inconvénients :

- Un peu plus cher
- Ils sont plus efficaces dans des conditions plus froides

C. Régulateur série :

a. Principe de fonctionnement :

Ce régulateur est de plus en plus populaire. Dans son circuit, l'interrupteur de charge est placé en série avec la batterie et s'ouvre lorsque la fin de charge est atteinte.

La différence avec la technique shunt, c'est que le relais peut être commutant en laissant passer le courant vers un autre récepteur.

Cette propriété permet d'utiliser la totalité de la puissance solaire en alimentant un récepteur auxiliaire (ventilation, pompage, chauffage en pays froid).

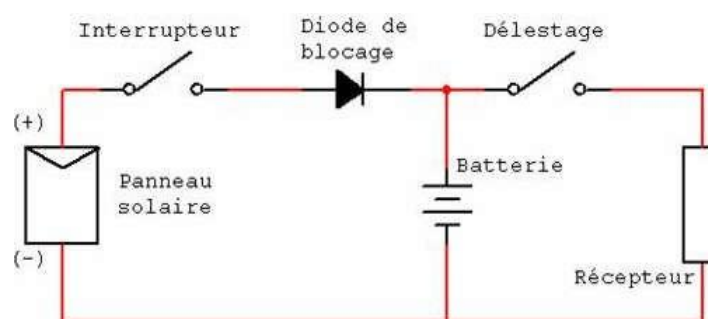


Figure 12: Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge de type série [22]

b. Avantages :

- La régulation est du type proportionnel ;
- La tension aux bornes de l'interrupteur est plus faible (réduite de la tension de la batterie) ;
- La puissance dissipée aux bornes du transistor est faible vis-à-vis de la puissance crête du panneau solaire.

c. Inconvénients :

- La chute de tension due à la résistance de l'interrupteur s'ajoute à la chute de tension supplémentaire dans le câblage entre les modules et la batterie ;
- Une défaillance du régulateur provoque l'arrêt de la charge de la batterie.

D. Régulateur shunt :

a. Principe de fonctionnement :

Le courant des modules solaires PV est envoyé dans un interrupteur en parallèle avec la batterie lorsque celle-ci atteint sa pleine charge. Le principe de ce circuit est une simple bretelle ; tout le courant passe normalement dans la batterie et lorsque le seuil de coupure est atteint, tout le courant passe dans l'interrupteur. Il est donc nécessaire de rajouter une diode entre cet interrupteur et la batterie pour ne pas court-circuiter cette dernière. Cette diode pourra servir de diode antiretour. L'interrupteur utilisé est le plus souvent un MOSFET, car il est plus intéressant qu'un transistor bipolaire puisqu'il dissipe moins d'énergie.

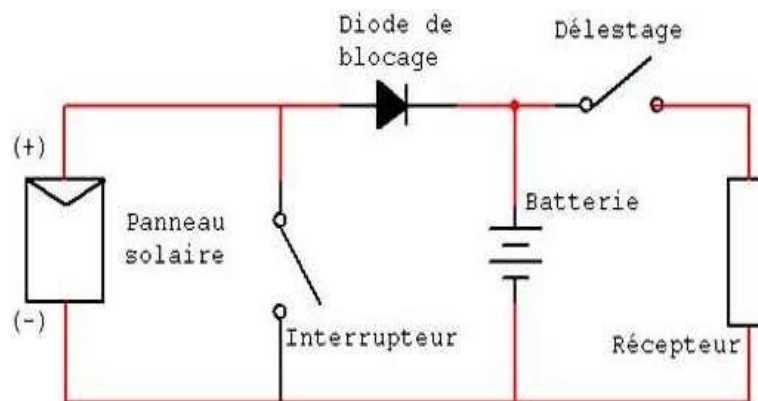


Figure 13: Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge de type shunt [22]

b. Avantage :

- La régulation est du type proportionnel. Elle n'introduit pas de chute de tension dans le circuit de charge ;
- La consommation du régulateur est négligeable en absence de régulation. Une défaillance du régulateur autorise encore la charge de la batterie ;
- La charge totale des batteries est garantie.

c. Inconvénient :

- La puissance non utilisée provenant des modules PV doit être dissipée par un transistor en parallèle, ce qui limite ce type de régulation aux petits courants ;

E. Choix du régulateur :

Suites aux différentes technologies vues ci-dessus nous pouvons choisir la technologie la mieux adaptée pour la région de Maradi en se basant sur deux aspects : aspect climatique et aspect électrique.

- Aspect climatique : dans ce contexte le régulateur PWM a un avantage beaucoup plus intéressant pour notre climat, car il a le pouvoir de bien travailler lorsqu'il est soumis à des fortes températures.
- Aspect électrique : dans ce contexte le régulateur MPPT a une particularité de prendre le maximum de la puissance du module en sortie pour le transférer aux batteries avec le minimum de perte, ensuite il a la capacité d'amplifier la production du courant en convertissant la différence de tension et il peut être disponible jusqu'à 80A.

NB : les régulateurs shunt et série sont des technologies moins efficaces car ils utilisent le niveau de tension des batteries pour déterminer et stopper complètement la charge des batteries.

- Avec les régulateurs de type série le courant de charge des batteries est occasionnellement coupé par l'ouverture d'un circuit entre les modules PV et les batteries.
- Avec les régulateurs de type shunt le courant de charge des batteries est dévié vers une résistance et un court-circuit est effectué au niveau des modules PV.

IV. Système de conversion :

L'onduleur est un dispositif électronique permettant la conversion du courant continu en courant alternatif avec un choix bien précis de la fréquence. Lorsque les charges (appareils) alimentées sont en courant alternatif (CA), il faut intégrer un onduleur au système photovoltaïque. Il convertit la sortie du courant continu (CC) du champ photovoltaïque ou des batteries en courant alternatif (ca) standard, semblable à ce que fournissent les services publics. Il existe trois types d'onduleurs autonomes qui se distinguent par l'onde du courant alternatif (ca) de la sortie qu'ils produisent. Cette onde peut être : carrée, sinusoïdale pure et sinusoïdale modifiée [35].

A. Onduleur à onde carrée :

a. Principe de fonctionnement :

L'onduleur à onde carrée produit une onde carrée en commutant la source DC à une grandeur égale dans une direction opposée à travers une charge à des fréquences réglées. Ils sont rarement utilisés car de nombreux appareils utilisent des circuits de chronométrage rarement sur la forme d'onde d'alimentation d'entrée pour une minuterie d'horloge.

C'est la technique la plus simple pour générer une onde alternative. Dans ce cas, on commande deux transistors dans le primaire d'un transformateur par un oscillateur de 50Hz. S'il est parfaitement carré, le signal généré va produire une somme d'harmoniques impaires qui ne pourront souvent pas alimenter sans problèmes des charges inductives. Les appareils utilisant cette technique n'ont pas de réglage de la tension de sortie. Celle-ci va donc varier avec la charge et la tension d'entrée.

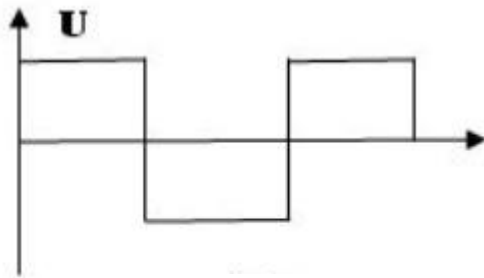


Figure 14: Onde carrée

b. Compatible à une installation solaire à petite ou grande échelle:

Il convient aux petites charges de chauffage par effet Joule et aux systèmes d'éclairage pour lesquels on ne peut utiliser de matériel cc.

c. Avantages :

- ✓ Il est le plus simple pour générer une onde alternative
- ✓ Il est moins cher

d. Inconvénients :

- ✓ Il n'a pas de réglage de tension de sortie
- ✓ Il est moins cher
- ✓ La qualité de son signal est souvent médiocre
- ✓ Il crée un niveau de bruit élevé

B. Onduleur à onde sinusoïdale pur :

a. Principe de fonctionnement :

L'onduleur à onde sinusoïdale pure, utilise généralement la modulation de largeur d'impulsions (MLI) et filtre bien la sortie des transformateurs pour en éliminer la majorité des harmoniques indésirables (selon les normes, le taux de distorsion harmoniques doit être inférieur à 5%). En règle générale, il convient lorsque la charge exige une forme d'onde de grande qualité.

Il précise le courant alternatif fourni par une prise murale. Il introduit la moindre quantité d'harmoniques dans un appareil électrique.

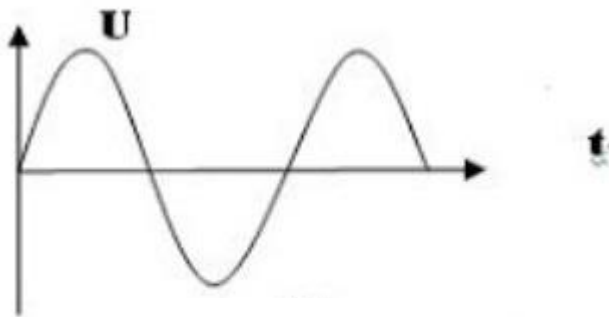


Figure 15:Onde sinusoïdale pure

b. Compatibilité à une installation solaire à petite ou grande échelle:

Il est compatible pour tous les types d'installations autonomes

c. Avantages :

- ✓ Il est recommandé pour tous les types d'installations autonomes
- ✓ Il produit un courant électrique semblable à celui de réseau de distribution électrique

d. Inconvénients :

- ✓ Il a un cout élevé

C. Onduleur à onde sinusoïdale modifiée :

a. Principe de fonctionnement :

Il introduit un temps mort dans une sortie d'onde carrée normale. L'onde est produite en commutant la source DC entre trois valeurs aux fréquences définies, il produit moins d'harmoniques que les ondes carrées.

La technique utilisée part d'un oscillateur à modulation de largeur d'impulsion à 50 Hz commandant deux transistors dans le primaire d'un transformateur. Le signal produit est un double carré (positif et négatif) avec passages par zéro : le passage par zéro à chaque commutation réduit les harmoniques par rapport au signal carré. Le carré de largeur variable en fonction de la charge et de la tension d'entrée permet un réglage précis de la tension de sortie.

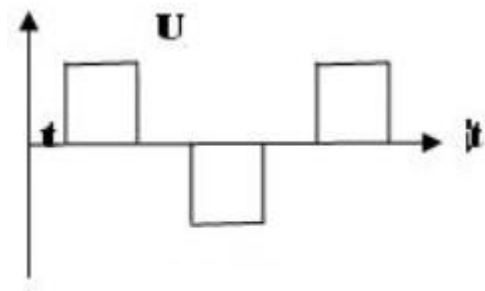


Figure 16: Onde sinusoïdale modifiée

b. Compatible à une forte ou faible installation solaire :

Il peut être utilisé pour une forte ou faible installation

c. Avantages :

- ✓ Il est le plus performant en termes de rendement
- ✓ Il peut bien faire fonctionner différents types de charges

d. Inconvénients :

- ✓ Il n'est pas évalué pour la distorsion harmonique totale (THD)
- ✓ Il peut causer certains problèmes avec les équipements électroniques sensibles

D. Choix de la technologie onduleur :

Suite aux différentes technologies citées et expliquées ci-dessus, nous pouvons dire que l'onduleur à onde sinusoïdale pure est la mieux adaptée pour la région de Maradi car il introduit

la moindre quantité d'harmoniques dans un appareil électrique et utilise la modulation de largeur d'impulsions (MLI) mais son unique désavantage est qu'il est coûteux en raison des composants supplémentaires.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté les principales technologies, ainsi que les caractéristiques de chaque composant de la chaîne de production solaire PV. Leur principe de fonctionnement, avantages et inconvénients ont également été présentés.

Cette présentation des technologies de différents composants du système PV nous a permis de proposer un choix des éléments du système PV pour la région de Maradi sur la base des paramètres climatiques pouvant influencer les performances d'un système de production autonome solaire PV.

Chapitre III :
**Approche des modèles des composants du système
photovoltaïque**

Introduction :

Généralement, un système photovoltaïque autonome avec stockage est constitué d'un ou plusieurs modules photovoltaïques, d'un régulateur, d'une ou plusieurs batteries de stockage d'énergie, et d'un système de conversion. Le système photovoltaïque autonome avec stockage étudié fonctionne au fil du soleil et la nuit.

La modélisation nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments du système étudié. En effet de nombreux articles publiés dans la littérature scientifique portent sur le développement de modèles pour chacun des composants du système.

A ce niveau dans ce chapitre le modèle du module PV, de la température, du système de stockage, du système de conversion et du système de régulation sera présenté.

I. Modèles du module photovoltaïque :

1. Modèle à 2 paramètres :

Le modèle le plus simple d'une cellule PV est montré comme un circuit équivalent figure 17, constitue d'une source de courant idéale en parallèle avec une diode idéale. La source de courant représente le courant produit par les photons (souvent désignés par I_{ph} ou I_L), et sa production est stable sous température et irradiation incidente constante [36].

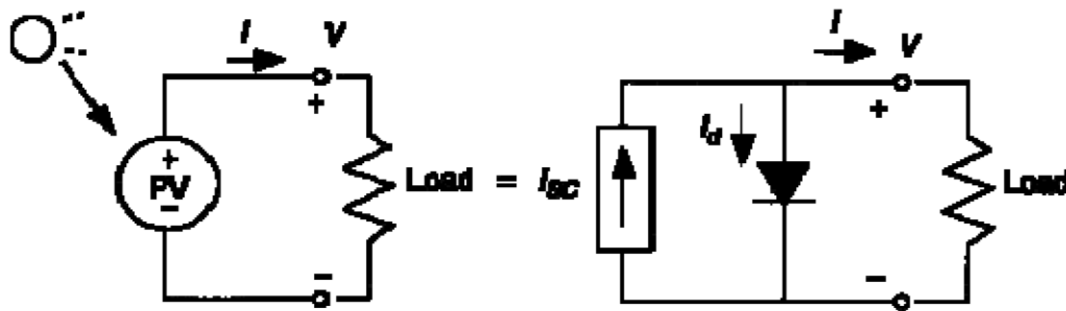


Figure 17: Modèle à 2 paramètres [36]

Les critères les plus connus d'une cellule photovoltaïque sont le courant de court-circuit I_{cc} et la tension de circuit ouvert V_{co} , leurs valeurs étant posées comme des données dans les fiches techniques des fabricants.

De la figure 1 lorsqu'on applique la loi de Kirchhoff on obtient :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (III.3)$$

Ou

I_{ph} : le courant photonique

I_d : le courant parallèle par la diode

La valeur du courant de la diode est donnée par l'équation de Shockley suivant :

$$I_d = I_{sat} \left(e^{\frac{qV_d}{nkT}} - 1 \right) \quad (III.4)$$

Ou

V : la tension de sortie [volts]

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

K : la constante de Boltzmann, $1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K

n : le facteur de qualité

Si on pose que la diode est idéale alors $n=1$ la relation (III.4) devient :

$$I_d = I_{sat} \left(e^{\frac{qV_d}{kT}} - 1 \right) \quad (III.5)$$

De l'équation (III.3), (III.4) et par identification on trouve :

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left(e^{\frac{qV_d}{k_B T}} - 1 \right) \quad (III.6)$$

Les deux paramètres de ce modèle sont I_{ph} et I_{sat}

Dans les conditions normales de l'éclairement (1000 W/m^2) et de la température (25°C).

$$\frac{K_B T}{e} = 26 \text{ mV}$$

$$K_B = 1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$$

$$T = 25 + 273 = 298$$

$$e = 1.6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$$

Alors la relation (III.4) va être définie par la relation suivante :

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left(e^{\frac{V+IR_s}{n \cdot 0.026}} - 1 \right) \quad (III.7)$$

2. Modèle à 3 paramètres :

Il est presque comme le premier mais la différence est le facteur de qualité de la diode n , il sera différent à 1 ($n \neq 1$).

L'équation (III.4) sera :

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left(e^{\frac{qV_d}{nkT}} - 1 \right) \quad (\text{III.8})$$

Et les 3 paramètres de ce modèle sont n , I_{ph} et I_{sat} .

3. Modèle à 4 paramètres :

La figure ci-dessous représente un modèle à 4 paramètres :

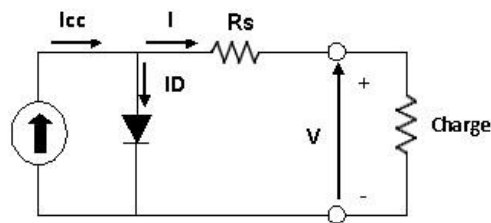


Figure 18: modèle à 4 paramètres [36]

Dans ce modèle on ajoute la résistance série R_s comme 4^{ème} paramètre.

R_s : représente la résistance des connexions :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right] \quad (\text{III.9})$$

4. Modèle à 5 paramètres :

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique de la figure 19, composé d'une source de courant modélisant le flux lumineux, les pertes sont modélisées par deux résistances, une résistance shunt, une résistance série. Le modèle fait donc intervenir les cinq paramètres inconnus suivants : n , I_{ph} , R_s , R_{sh} et I_s . Il est connu sous le nom L5P (Lumped, 1 Mechanism, Parameters) [37-38]. L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{III.10})$$

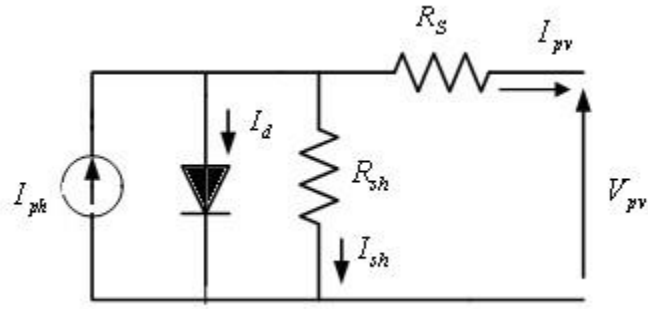


Figure 19: Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L5P [37,38].

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante [38] :

$$I_{PV} = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{V_t n}\right) - 1 \right) - \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_{sh}} \right) \quad (\text{III.11})$$

5. Modèle à double diode :

Le module photovoltaïque est représenté par son schéma électrique équivalent (figure 20) qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, les pertes sont modélisées par deux résistances, une résistance shunt R_{sh} , une résistance série R_s et deux diodes pour la polarisation de la cellule et le phénomène de la recombinaison des porteurs minoritaires.[39]

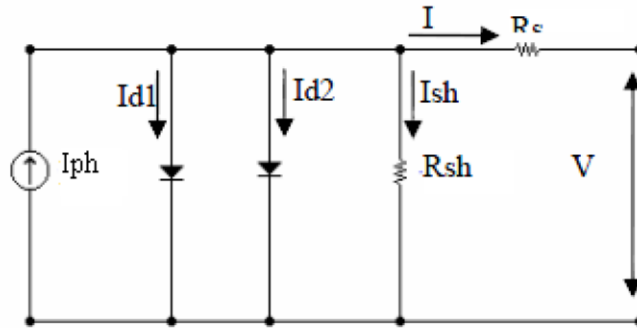


Figure 20: modèle à deux diodes [39]

$$I = I_{ph} - (I_{d1} + I_{d2}) - I_{sh} \quad (\text{III.12})$$

I_{d1} et I_{d2} sont les courants des diodes

6. Choix du model :

a. Modèle à 5 paramètres :

C'est le modèle le plus cité dans la littérature, le module photovoltaïque est caractérisé par son schéma électrique équivalent (Figure 21) qui se compose d'une source de courant qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique, une résistance shunt R_{sh} est une conséquence de l'état le long de la périphérie de la surface de la cellule, une résistance série R_s représentant les diverses résistances de contacte et de connexions, une diode en parallèle qui modélise jonction PN [39].

Ce model tient compte non seulement des pertes en tension exprimée par la résistance série R_s mais aussi des fuites de courants exprimées par une résistance parallèle R_p [40, 41, 42, 43].

b. Caractéristiques courant-tension et puissance-tension du modèle à cinq paramètres :

Le courant de sortie est donné par l'équation :

$$I_{pv(i+1)} = I_{pv(i)} - \frac{-I_{pv(i)} - 1 \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv(i)} R_s}{V_t n_1}\right) - 1 \right) - \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}}\right)}{-1 - I_s \left(\frac{R_s}{V_t}\right) \cdot \exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv(i)} R_s}{V_t n_1}\right) - \left(\frac{R}{R_{sh}}\right)} \quad (\text{III.13})$$

II. Modèle mathématique de la puissance à la sortie du module PV :

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur un plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé.

La puissance produite du générateur photovoltaïque peut être calculé d'après l'équation suivante [44]:

$$P = \eta \cdot S \cdot N \cdot G \quad (\text{III.14})$$

Avec :

η : Le rendement instantané.

S : la surface du module photovoltaïque (m^2)

G : l'irradiation solaire sur un plan incliné (W/m^2)

N : le nombre de module

Le rendement instantané est représenté par l'équation suivante [44],[45] :

$$\eta = \eta_r \cdot (1 - \gamma(T_c - T_0)) \quad (\text{III.15})$$

η_r : est le rendement de référence de module sous conditions standards ($T=25^\circ\text{C}$, $G=1000\text{W/m}^2$ et AM1,5) ;

γ : Coefficient de température ($^\circ\text{C}$) déterminé expérimentalement, il définit comme étant la variation du rendement du module pour une variation de 1°C de la température de la cellule. Ces valeurs typiques de ce coefficient se situent entre 0.004 et 0.006 ($^\circ\text{C}$), [44], [45].

III. Modèle de la température de jonction, de la température ambiante et de variation des caractéristiques I/V en fonction de la température :

a. Température de jonction :

La température de jonction T_c de la cellule est donnée par la relation suivant [46]

$$T_c = T_a + \frac{NOCT-20}{800} \times E_g \quad (\text{III.16})$$

Avec NOCT: la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire et T_a est La température ambiante.

b. Température ambiante :

Le modèle de la température ambiante est représenté grâce aux données de température maximale et minimale de la journée. Nous supposons que la température maximale se produit toujours deux heures après midi et la température minimale quand il commence à faire jour (levé de soleil). Entre ces deux points extrêmes, une fonction a été utilisée pour caractériser la variation de cette température.

Le profil journalier de température ambiante est déterminé à partir des températures minimale et maximale de la journée, cette température s'exprime à une heure TL de la journée par l'équation suivante [47] :

$$T_a = \frac{T_{max}-T_{min}}{2} \times \cos\left(\frac{14-TL}{14-TLL} \times \pi\right) \times T_{moy} \quad (\text{III.17})$$

TL_L : L'heure du lever de soleil et T_{moy} : la température moyenne journalière

T_{max} : La température maximale journalière et T_{min} : la température minimale journalière

Cette relation est valable avec les grandeurs moyennes mensuelles d'un site.

c. Variation du courant de saturation :

Le courant de saturation I_0 dépend de la température de jonction et peut être exprimé par la relation suivant [47].

$$I_0 = A_0 \times T_c^3 \times \exp\left(\frac{-E_g}{K \times T_c}\right) \quad (\text{III.18})$$

Pour le silicium monocristallin $A_0 = 2,110. 10^3$

d. Variation du courant court-circuit :

La variation de courant de court-circuit I_{cc} dépend de la température de jonction, de ce fait elle est représentée par la relation empirique suivante [47] :

$$I_{cc} = K_1 \times G \times [1 + K_2(G - G_0) + K_3(T_c - T_0)] \quad (\text{III.19})$$

Avec G_0 : éclairement de référence (1000 w/m²)

T_0 : Température de référence (298 K)

K_1 , K_2 et K_3 sont des constantes dépendant de la nature de matériau de la cellule et déterminées expérimentalement par le constructeur.

e. Variation de la tension à circuit ouvert :

La variation de la tension de circuit ouvert dépend de la température du module et de l'éclairement, elle donnée par l'équation suivant [47]:

$$V_{co} = V_{coo} + \beta \times \Delta T + \alpha(G - G_0) \quad (\text{III.20})$$

V_{coo} : La tension à circuit ouvert de référence (V).

α : coefficient de variation de courant à circuit ouvert en fonction de la température (A/°C).

β : coefficient de variation de la tension de court-circuit en fonction de la température

(V/°C).

ΔT : la variation de la température (°C).

III. Modèle du système de stockage :

Vue la grande diversité de type d'éléments de batterie ainsi le nombre très varié de paramètres qui interviennent, une représentation très empirique du comportement de la batterie peut être établie. Le système de stockage utilisé dans une installation photovoltaïque est une batterie d'accumulateur au plomb. Jusqu'à maintenant, il existe plusieurs modèles de la charge de batterie ont été proposés.

Dans cette étude, nous avons utilisé un modèle décrit par (Bogdan et Salameh, 1996) qui permet de calculer la capacité de stockage en fonction de la puissance produite par le générateur photovoltaïque et la charge demandée.

a. Modèle de charge de la batterie :

Quand la puissance de générateur PV est plus grande que la charge, les batteries sont à l'état de charge, la capacité des batteries au temps t peut être décrite par [48] :

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + (P_{pv}(t) - P_L(t)/\eta_{ond}) \cdot \eta_{Bat} \quad (III.21)$$

$C_{Bat}(t)$ et $C_{Bat}(t-1)$ sont les quantités de charge et la décharge des batteries au temps t et $(t-1)$ respectivement, σ est le taux horaire de la charge spontanée, P_{pv} est la puissance du générateur PV, P_L est la charge demandée au temps t , η_{ond} et η_{Bat} sont les rendements de l'onduleur et de la batterie successivement.

Pendant la charge de la batterie, le rendement est compris entre 0.65 et 0.85, par contre pendant le processus de décharge, le rendement de batterie a été mis égal à 1

b. Modèle de la décharge de la batterie :

Quand la demande de charge est plus grande que la puissance produite, la capacité des batteries au temps t peut être exprimée comme suite [48] :

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + (P_L(t)/\eta_{inv} - P_{inv}(t)) \quad (III.22)$$

A tout moment, la quantité de charge des batteries est sujette aux contraintes suivantes :

$$C_{Batmin} \leq C_{Bat}(t) \leq C_{Batmax} \quad (III.23)$$

Ici, la capacité de la batterie maximale prend la valeur de la capacité nominale de la batterie ($C_{Batmax} = C_{Batmin}$), et la capacité minimum est déterminée par le profondeur de la charge (DOD) [49]:

$$C_{Batmin} = DOD \cdot C_{Bat.N} \quad (III.24)$$

La valeur maximale de l'état de charge (SOC) est égale à 1, et le minimum est déterminé par le maximum de profondeur de décharge, $SOC_{min} = 1 - DOD$

Selon les caractéristiques des fabricants, la durée de vie des batteries peut être prolongée au maximum si DOD prend les valeurs de 30-50% [50].

La capacité de stockage est une fonction de la charge demandée et de son autonomie.

Elle peut être estimée par la relation suivante :

$$C_{Bat} = \frac{E_L \cdot N_a}{\eta_{Bat} \cdot F_{déch} \cdot DOD} [Wh] \quad (III.25)$$

$$C_{Bat} [Ah] = \frac{C_{Bat}}{V_b} [Wh] \quad (III.26)$$

C_{Bat} : La capacité de stockage de la batterie.

N_a : Le nombre de jours d'autonomie.

V_b : La tension du système.

DOD : La profondeur de décharge.

c. Modèle électrique de la batterie :

Le modèle suivant, décrit la relation entre le voltage, courant et l'état de charge. Ce modèle basé sur le schéma électrique de la figure (21) [51].

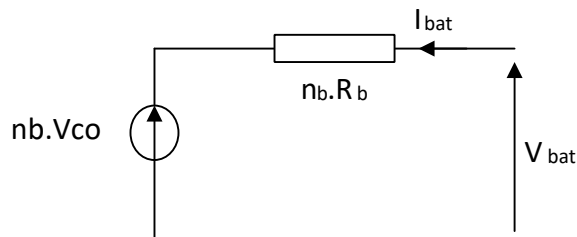


Figure 22: Schéma électrique de batterie [51]

Pour n batteries en séries, nous pouvons écrire l'équation (III.27) [51] :

$$V_{bat}(t) = n_b \cdot V_{co}(t) + n_b \cdot I_{bat}(t) \cdot R_b(t) \quad (III.27)$$

Où $V_{bat}(t)$ est la tension de circuit ouvert au temps t ; et $R_b(t)$ est la résistance interne de batterie ; la tension de circuit ouvert est exprimée comme un logarithme de la fonction de l'état de charge.

$$V_{co}(t) = VF + b \cdot \log(SOC(t)) \quad (III.28)$$

Où VF est la force électromotrice ; b est un constant empirique.

La variation de V_{co} en fonction de l'état de charge (SOC) est représentée par la figure suivante :

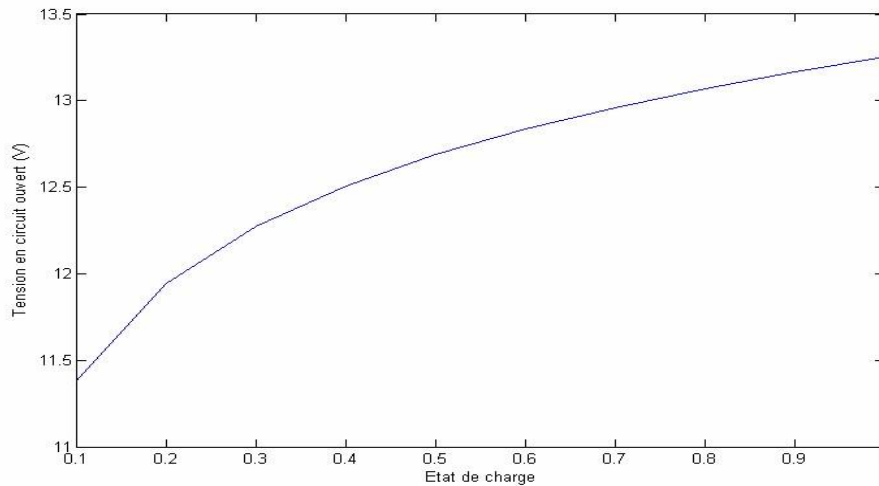


Figure 23: Variation de tension en mode de charge en fonction de l'état de charge [52].

La variation de la résistance interne d'une batterie, $R_b(t)$ est principalement due à deux composants, à savoir, la résistance d'électrode $R_{\text{électrode}}$, et la résistance d'électrolyte $R_{\text{électrolyte}}$.

$$R_b(t) = R_{\text{électrode}} + R_{\text{électrolyte}} \quad (III.29)$$

La variation de $R_{\text{électrode}}$ et $R_{\text{électrolyte}}$ en fonction de l'état de charge SOC peut être exprimée par :

$$R_{\text{électrode}} = r_1 + r_2 \cdot (SOC(t)) \quad \text{Et} \quad R_{\text{électrolyte}} = [r_3 - r_4(SOC(t))]^{-1} \quad (III.30)$$

Où r_1 , r_2 , r_3 , et r_4 sont des constantes empiriques, ces constantes ont des valeurs différentes pour le mode de charge et décharge. Pour une batterie de plomb acide, les paramètres sont regroupés dans le tableau suivant [51]:

Tableau 2: Caractéristique de batterie au plomb acide [51].

Paramètres	Mode de charge	Mode de décharge
VF	13.250 V	12.662 V
b	0.810	0.724
r_1	0.062 Ohms	0.055 Ohms
r_2	0.046 Ohms	-0.010 Ohms
r_3	95.638 Ohms ⁻¹	4.270 Ohms ⁻¹
r_4	52.671 Ohms ⁻¹	-100.730 Ohms ⁻¹

d. Courant de batterie :

Quand la puissance du générateur PV est plus grande que la charge, les batteries sont à l'état de charge, le courant de charge des batteries au temps t peut être décrit par [53] :

$$I_{Bat}(A) = \frac{P_{pv}(t)}{V_{Bat}(t)} - \frac{E_L(t)/\eta_{inv}}{V_{Bat}(t)} \quad (III.31)$$

Quand la puissance du générateur PV est inférieure à la demande de la charge, le courant de décharge des batteries est [53] :

$$I_{Bat} = \frac{E_L(t)/\eta_{inv}}{V_{Bat}(t)} - \frac{P_{pv}(t)}{V_{Bat}(t)} \quad (III.32)$$

e. Rendement de la Batterie :

Le rendement de la batterie se calcule par la relation suivante :

$$\eta_{bat} = \frac{P_{fourni}(W)}{P_{inid}(W)} \quad (III.33)$$

En pratique, le rendement est considéré constante égale à 85%, la tension nominale est de 2V et la capacité de l'ordre de 100A/h. Donc la puissance fournie par une batterie peut s'écrire comme suit :

$$P_{fourni}(W) = \eta_{bat} \cdot P_{incid} \quad (III.34)$$

(P_{incid} : Puissance du générateur).

VI. Modèle du système de conversion :

Le système de conversion (onduleur) est un dispositif de conversion de tension, il est important de connaître la relation liant la puissance au système de conversion à celle entrante. Cette caractéristique est représentée par la fonction [54] :

$$\eta_0 = f(P_{ch}) \quad \text{ou encore} \quad \eta_0 = f(\text{taux de charge}) \quad (III.35)$$

La charge étant alimentée en courant alternatif, un système de conversion est donc présent entre le bus continu et la charge. Il existe diverses équations pour définir le rendement d'un onduleur en fonction de la puissance délivrée. Le système de conversion (onduleur) est considéré comme un dispositif de transformation en énergie alternative, d'une énergie de type continu provenant soit du système de stockage, soit directement de champ PV. De tels dispositifs devraient délivrer une tension alternative à fréquence déterminée c'est-à-dire le signal généré par ce dernier doit être le plus sinusoïdal possible.

Ces systèmes de conversion sont largement utilisés, mais les appareils existants ont l'inconvénient majeur de présenter des pertes puissances, à vide ou à faible charge, très élevées, leur rendement n'est donc acceptable qu'à pleine charge.

Le système de conversion (onduleur) monophasé est caractérisé par son rendement en fonction de la puissance fournie à l'utilisation. Le modèle de rendement se traduit par la relation empirique suivante

[55] :

$$\eta_{ond} = a. (1 - \exp(b - \tau)) \quad (III.36)$$

Où :

a et b sont des constantes (a = 0,9559 ; b = -609164)

τ : Taux de charge, donnée par : P_{ch} / P_n

P_n : Puissance nominale de l'onduleur.

P_{ch} : Puissance à la sortie de l'onduleur.

V. Modèle du système de régulation MPPT :

Sachant que la caractéristique du générateur photovoltaïque est non linéaire où la puissance maximale se change d'un point à l'autre en fonction de l'éclairement et la température, la recherche permanente du point de puissance maximale X par la méthode de perturbation et observation se base sur le coude de la courbe P-V de la figure (3), si la dérivée $\frac{dP}{dV}$ au point X1 est positive, on augmente le rapport cyclique α pour aboutir le point maximal X, si la dérivée $\frac{dP}{dV}$ au point X2 est négative, on diminue le rapport α pour revenir au point X. [56]

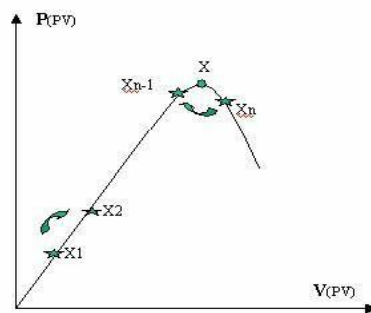


Figure 24 : Principe du contrôleur MPPT [57]

Les grandeurs électriques de sortie (courant et tension) sont liées à celles d'entrée en fonction du rapport cyclique par les relations [57]:

$$V_s = \frac{V_{PV}}{1-\alpha} \quad (\text{III.37})$$

$$I_s = (1 - \alpha) \cdot I_{PV} \quad (\text{III.38})$$

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté des modèles mathématiques du module PV parmi lequel nous avons choisi le modèle le plus simple pour la simulation du module monocristallin et polycristallin, et ensuite nous avons présentés le modèle de la température de jonction et ambiante, du système de stockage et du système de conversion.

Chapitre IV :
Matériels-Méthodes et Résultats

Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons présenter les matériels et méthodes utilisés de notre travail, le résultat de collecte des données sur le marché et les résultats de simulation obtenues par le modèle théorique du module PV à une diode à cinq paramètres dans le bloc Simulink et le modèle de puissance entrée/sortie du module PV. Mais pour vérifier ces résultats nous nous sommes appuyés sur des données expérimentales.

Présentation de la zone d'étude

La région de Maradi est située dans la partie centre Sud du Pays (Niger). Elle est limitée à l'Est par la région de Zinder, à l'Ouest par la région de Niamey, au Nord par les régions de Tahoua et Agadez et au Sud par la République Fédérale du Nigeria avec laquelle elle partage une frontière d'environ 150 km.

Elle couvre une superficie de 41 796 km² soit environ 3,30 % du territoire national. Elle comptait 3 404 645 habitants en 2012.



Figure 25: Carte du Niger [58]

Présentation du site :

Notre site de mesure se trouve au nouveau site au niveau de laboratoire de physique de l'Université Dan Dicko Dan Koulodo de Maradi.

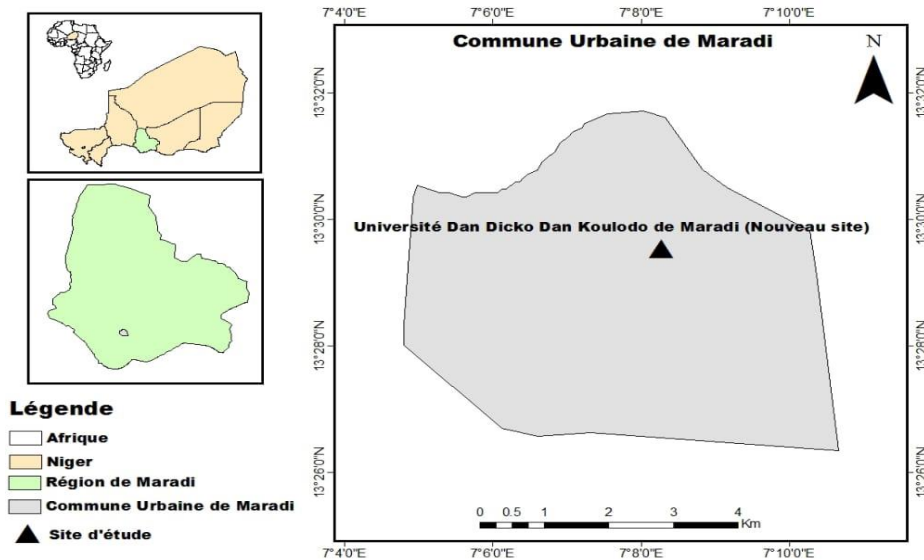


Figure 26 : Carte du site d'étude

La région de Maradi présente deux types de climats bien distincts. Il y'a d'abord le climat de type sahélien au Nord caractérisé par des précipitations annuelles moyennes comprises entre 200 et 300 mm ; et le climat sahélo-soudanien au Sud, caractérisé par des précipitations annuelles moyennes comprises entre 500 et 600 mm.

Ces climats se caractérisent par trois saisons distinctes : la saison sèche et froide d'octobre à février avec des températures de 10°C ; la saison sèche et chaude de mars à mai avec des températures de plus de 40 °C ; la saison pluvieuse de juin à septembre avec des températures relativement basses 25°C à 30°C [58].

I. MATÉRIEL ET MÉTHODES :

1. MATÉRIEL :

Au cours de notre travail nous avons utilisé de nombreux matériels et logiciels de traitement de données. Le matériel et logiciels qui nous ont servi pour bien mener l'étude sont:

- Le matériel : un module monocristallin, un module polycristallin, deux poses modules, une batterie plomb, un régulateur, un appareil testo, un multimètre, un smartphone.
 - Un module monocristallin : est module dont les cellules sont issues d'un seul cristal de silicium ;
 - Un module polycristallin : est module dont les cellules sont issues de plusieurs cristaux de silicium ;
 - Les poses modules : ce sont des structures métalliques permettant de poser les modules solaires avec un angle de 15° pour le Niger ;
 - Une batterie plomb est un ensemble d'accumulateurs au plomb-acide sulfurique raccordés en série, afin d'obtenir la tension désirée et réunis dans un même boîtier ;
 - Un régulateur : c'est un contrôleur de charge qui sert à optimiser la charge de la batterie d'une installation de production d'énergie solaire ;
 - un appareil testo : c'est un enregistreur de température ambiante ;
 - un multimètre : c'est un ensemble d'appareil de mesure électrique regroupés en seul boîtier ;
 - un smartphone : c'est un téléphone portable permettant de prendre les photos.

- Les logiciels : Excel, matlab, Word, Arc-GIS.
 - Excel : c'est un logiciel tableur qui permet d'afficher clairement les données et de visualiser les graphiques et d'analyser les données ;
 - Matlab : il est utilisé à des fins de calcul numériques, il permet d'afficher des courbes et des données ;
 - Word : il permet de rédiger tous types de documents texte ;
 - Arc-GIS : est un logiciel d'information géographique développé pour générer des connaissances géographiques et pour analyser des données de ce genre.

2. MÉTHODES :

Nous avons fait une enquête sur le marché de Maradi. Cette enquête nous a permis de recenser les différentes technologies des composants d'un système solaire PV disponibles, les plus répandus, et les plus vendus sur le marché de la ville de Maradi ; ainsi que leurs caractéristiques électriques.

Suite à cette enquête nous avons identifié deux technologies de module et une technologie de batterie avec lesquels nous avons fait une étude pratique pour relever les différents paramètres électriques qui dépendent de la température.

Cette expérience a été effectuée sur un système composé d'un module monocristallin, un module polycristallin et une batterie à plomb et parallèlement il y'a un appareil (testo) qui mesure la température ambiante, placé dans un lieu dégagé.

Après ces différentes mesures nous avons utilisés le logiciel Excel pour le traitement de nos données, le logiciel Arc-GIS pour tracer la carte de notre lieu d'étude et aussi le logiciel matlab pour simuler notre modèle mathématique du module PV.

NB : Nous avons fait des relevées de mesure chaque jour avec un pas de 20mns pendant un mois de 9h à 16h20.

La photo suivante représente, notre dispositif expérimental.

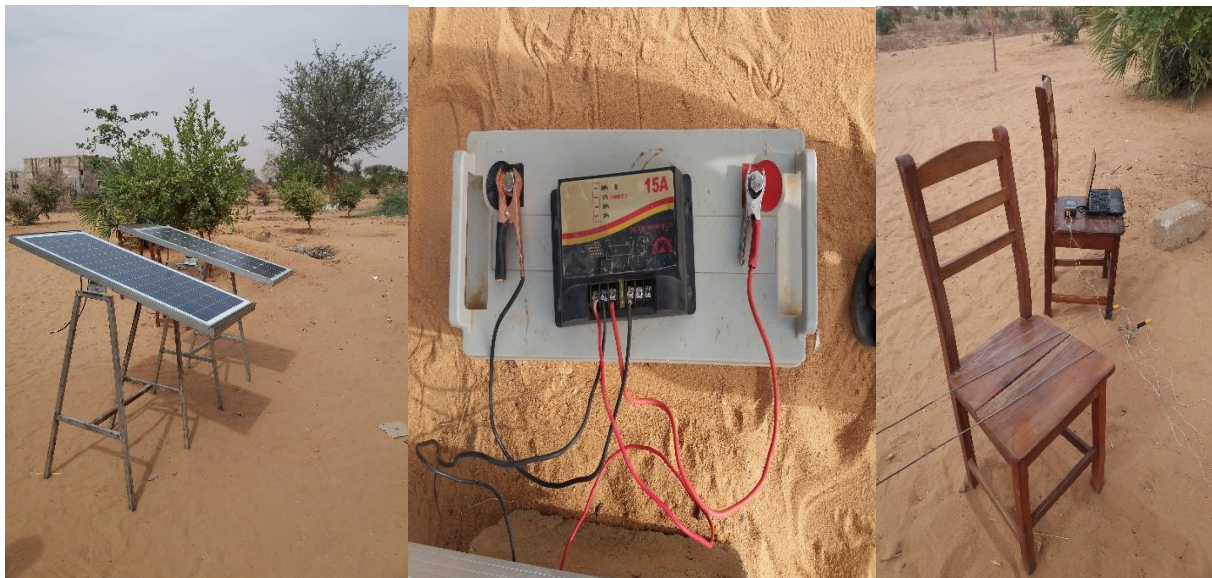


Photo 1: photo du site de mesure

II. RÉSULTATS :

A. RÉSULTATS DES COLLECTES DES DONNEES SUR LE MARCHÉ DE MARADI :

1. Régulateur :

Il est utilisé pour contrôler la charge et la décharge de la batterie. Sur le marché de Maradi, il existe plusieurs types de régulateurs charge-décharge parmi lesquels nous pouvons les classer en fonction de leurs caractéristiques électriques.

❖ Photos et caractéristiques des régulateurs PWM :



Photo 2: photo de régulateur de 10A

Caractéristiques électriques :

- ❖ Courant : 10A
- ❖ Tension : 12V



Photo 3: photo de régulateur de 30A

Caractéristiques électriques :

- ❖ Courant : 30A
- ❖ Tension : 12V/24V



Photo 4: photo de régulateur de 40A/50A/60A

Caractéristiques électriques :

- ❖ Courant : 40A/50A/60A
- ❖ Tension : 12V/24V/48V



Photo 5: photo de régulateur de 100A

Caractéristiques électriques :

- ❖ Courant : 100A
- ❖ Tension : 12V/24V/36V/48V

Parmi tous ces régulateurs de technologie PWM vus ci-dessus le plus vendu à Maradi est le régulateur de 30A, car :

- L'utilisation du régulateur de 10A est très faible car les revendeurs experts en matière suggèrent d'utiliser 30A pour les clients qui ont le projet d'étendre leurs installations en court et en moyen terme ;
- Les régulateurs de 10A et 20A sont moins performants que 30A car leur courant de sorti sont plus faible que celui de 30A pour les unes ;
- L'utilisation des régulateurs à courant supérieurs à 30A est réservée pour grande installation, et ce qui n'est pas fréquent dans la ville de Maradi.

2. Onduleur :

L'onduleur est un convertisseur qui converti le courant continu en courant alternatif. Il est important pour les installations photovoltaïques.

Les onduleurs les plus disponibles sur le marché de Maradi sont les onduleurs de 500W, 1000W, 2200W ,2500W jusqu'à 6KW.



Caractéristiques électriques :

Puissance : 500W

Tension d'entrée : 12V

Tension de sortie : 230V

Photo 6: photo d'onduleur de 500W



Caractéristiques électriques :

Puissance : 1000W

Tension d'entrée : 12V

Tension de sortie : 230V

Photo 7: photo d'onduleur de 1000W



Caractéristiques électriques :

Puissance : 2200W

Tension d'entrée : 12V

Tension de sortie : 230V

Photo 8: photo d'onduleur de 2200W



Photo 9: photo d'onduleur de 6kW

Caractéristiques électriques :

Puissance : 6kW

Tension d'entrée : 12V

Tension de sortie : 230V

Parmi ces onduleurs vus ci-dessus les plus vendus pour une installation photovoltaïque à Maradi sont les onduleurs de 500W et 1000W (installation à petite échelle) car la majorité des utilisateurs sont d'une classe sociale, dont la consommation électrique ne dépasse pas toujours 1000W.

3. Batterie de stockage solaire :

La batterie de stockage solaire est destinée à stocker l'énergie électrique produite par les modules solaires photovoltaïques. Elle est indispensable dans les installations autonomes, car les modules photovoltaïques ne fonctionnent que lorsqu'il y en a de la lumière du rayonnement solaire; pour consommer de l'électricité le soir ou la nuit, il faut que les batteries en aient emmagasiné l'énergie électrique pendant la journée. La majorité d'installations photovoltaïques faites à Maradi sont des installations autonomes d'où la nécessité d'un système de stockage. Sur le marché nous avons trouvé plusieurs types des batteries parmi lesquelles nous avons présenté ci-dessous les plus disponibles à Maradi :

❖ Batterie SPECIAL SOLAR :



Caractéristiques électriques :

Capacité : 40Ah

Tension : 12V

Photo 10 : photo de la batterie de 40Ah

❖ Batterie GUEPARD :



Caractéristiques électriques :

Capacité : 200Ah

Tension : 12V

Photo 11: photo de la batterie de 200Ah

❖ Batterie Jarrett :



Caractéristiques électriques :

Capacité : 120Ah

Tension : 12V

Photo 11: photo de la batterie de 120Ah

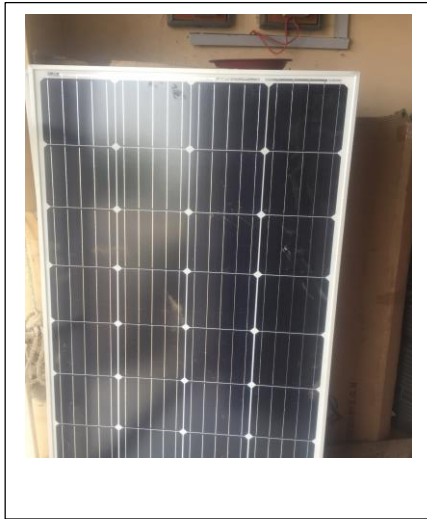
Les batteries de stockage vues ci-dessus sont les batteries de technologie plomb, les plus vendues à Maradi pour l'installation photovoltaïque car elles sont résistantes, moins couteuses et transportables.

4. Module PV :

Le module PV est formé d'un assemblage de cellules photovoltaïques.

La technologie cristalline (monocristalline et polycristalline) est la seule qui existe sur le marché de Maradi : c'est pour cette raison que les consommateurs de Maradi ne peuvent utiliser que cette technologie de cristalline.

Les différentes puissances disponibles sur le marché de Maradi sont de 40Wc à 150Wc.



Caractéristiques électriques :

Puissance max ($\pm 5\%$)	150W
Tension V_{mp}	18V
Courant I_{mp}	8,63A
Tension en circuit ouvert	22,4A
Courant de court-circuit I_{sc}	9,05A

Photo 12: photo de module monocristallin 150W



Caractéristiques électriques :

Puissance max ($\pm 5\%$)	150W
Tension V_{mp}	18,25V
Courant I_{mp}	8,31A
Tension en circuit ouvert	22,2A
Courant de court-circuit I_{sc}	8,96A

Photo 13 : photo de module polycristallin 150W

B. RÉSULTATS ET INTERPRÉTATIONS DES MODÈLES THÉORIQUES :

1. Résultats de la simulation du modèle à une diode à cinq paramètres par le block Simulink :

a. Caractéristique I-V et P-V du module monocristallin :

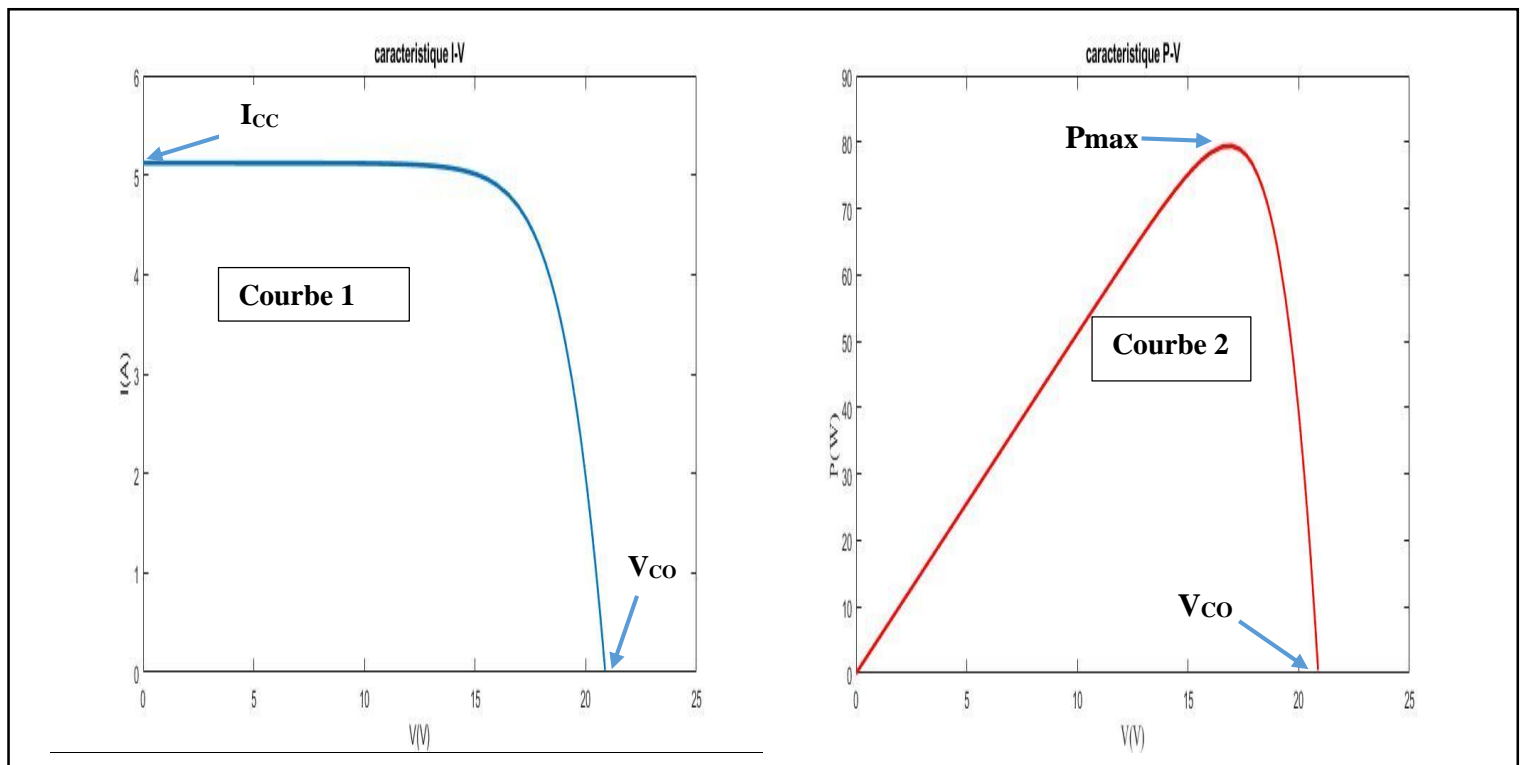


Figure 28 : Résultats de simulation des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ du module PV monocristallin

Interprétation :

La figure représente respectivement la courbe $I = f(V)$ et $P = f(V)$ du module monocristallin dans des conditions constantes d'irradiation et de température pour le modèle à une diode à cinq paramètres dans le bloc Simulink. Les paramètres de la simulation sont l'irradiation et la température. L'irradiation standard adoptée pour mesurer la réponse du module photovoltaïque est de 1000 W/m^2 et une température de 25°C .

La courbe 1 du graphe 28, présente l'évolution du courant en fonction de la tension. À une extrémité, on trouve le courant de court-circuit (I_{cc}), qui est le courant fourni par le PV lorsque les conducteurs sont directement connectés les uns aux autres, c'est-à-dire lorsque la borne positive est connectée à la borne négative, pour créer un court-circuit. Dans ce cas la charge est de 0 ohm et la tension de 0 volt . À l'autre extrémité se trouve la tension à vide (V_{co}), qui correspond à la tension aux bornes du PV lorsqu'il n'y a pas de connexion entre eux. Dans ce cas la résistance de charge est infinie et le courant est 0 ampères . Entre ces deux points se trouve

une courbe qui dépend de la charge (résistance) connectée entre les deux terminaux PV. La courbe IV typique est une ligne assez horizontale légèrement décroissante de I_{cc} lorsque la tension augmente, puis diminue fortement lorsque la tension se rapproche de la valeur V_{co} .

La courbe 2 du graphe 28, présente l'évolution la puissance en fonction de la tension. L'extrémité de la courbe au point de coordonnées (0,0), correspond au cas où le circuit est en court-circuit, puisque la tension est nulle. À l'autre extrémité de la courbe au point de coordonnée (0, V_{oc}), correspond au cas, où le circuit est en circuit ouvert, puisque l'intensité est nulle. Entre ces deux extrémités, la puissance croit en fonction de la tension jusqu'à la valeur de la puissance maximale, P_{max} , délivrée pour la valeur de charge au « coude » de la courbe. Ensuite elle diminue continuellement jusqu'à atteindre la valeur zéro.

L'un des objectifs de la génération d'une courbe IV est de déterminer la puissance maximale qu'un panneau peut générer dans un ensemble de conditions de fonctionnement (telles que l'irradiation et la température).

b. Influence de la température sur le module monocristallin :

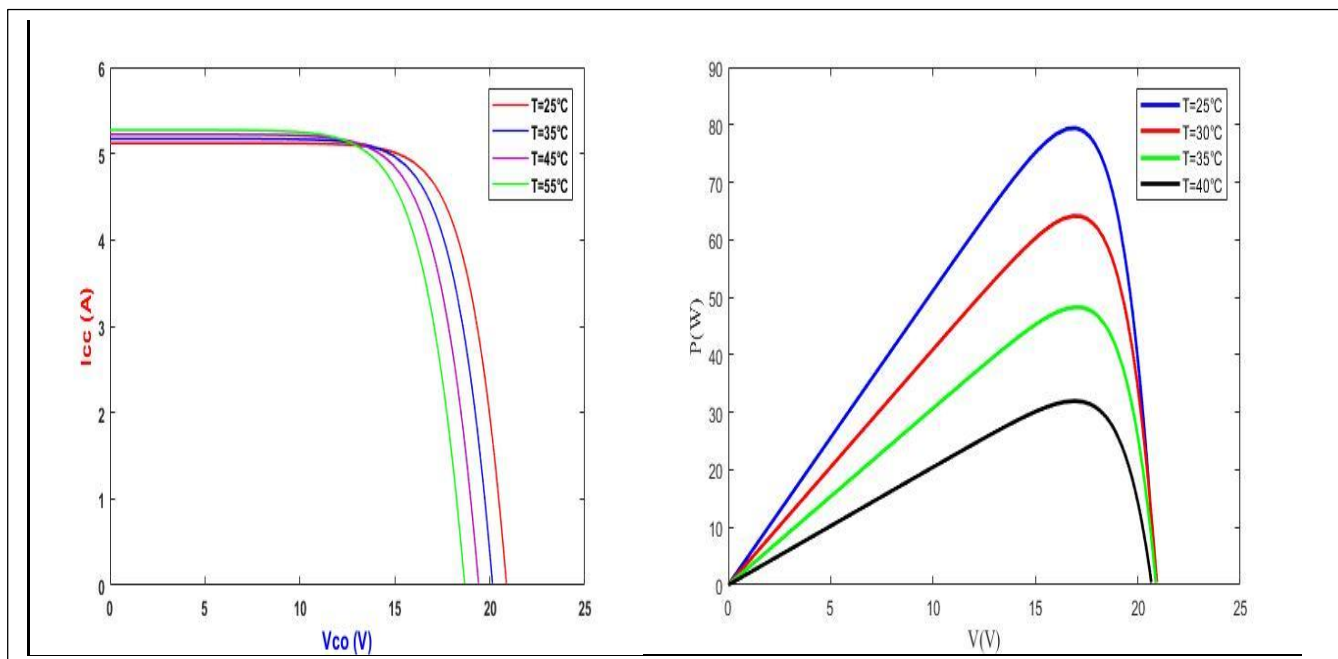


Figure 29: variation de la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ en fonction de la température du module PV monocristallin

Interprétation :

Le premier graphe de la figure 29 présente la variation des caractéristiques (I-V) du module PV pour différentes valeurs de la température à un éclairement donné ($1000\text{W}/\text{m}^2$). Il montre une diminution légère de la tension électrique avec l'augmentation de la température, tandis que, la variation du courant est très légère voire négligeable. Cette diminution de la tension s'explique par un coefficient de température de tension en circuit-ouvert qui est noté $K_T(V_{co})$.

Le deuxième graphe présente la variation des caractéristiques (P-V) du module PV pour différentes valeurs de la température à un éclairement donné ($1000\text{W}/\text{m}^2$). Il montre une diminution très significative de la puissance électrique du module PV avec l'augmentation de la température, tandis que, la variation de la tension est légère. Cette diminution de la puissance s'explique par un coefficient de température de puissance.

c. Influence de l'éclairement sur le module PV monocristallin :

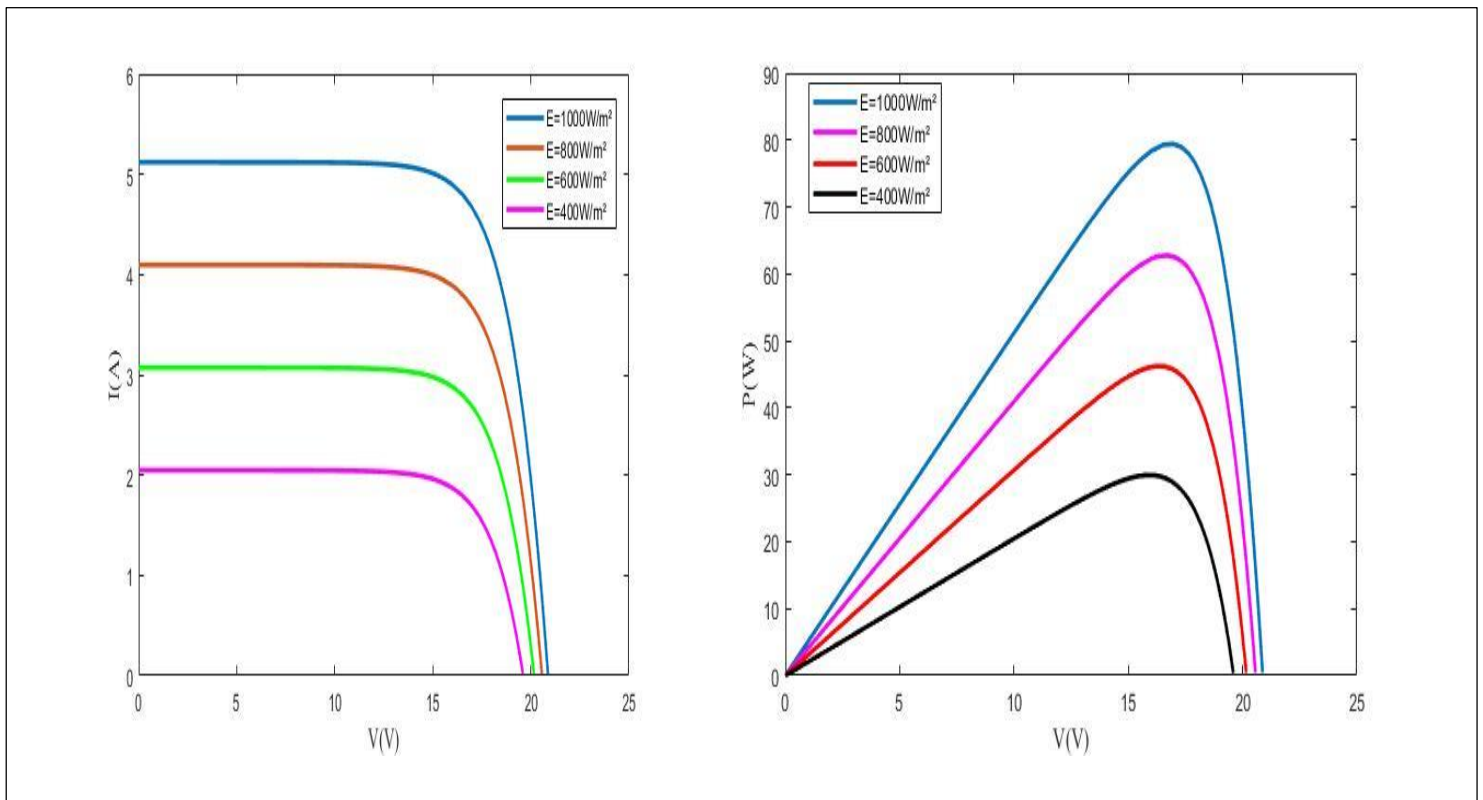


Figure 30: variation de la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ en fonction de l'éclairement pour le module monocristallin

Interprétation :

La figure 30 présente les variations des caractéristiques I-V et P-V pour différents niveaux d'éclairiments, à température maintenue constante de 25°C. On remarque quand l'irradiation augmente, le courant de court-circuit croit, et la tension aussi varie légèrement.

Chaque variation de l'éclairissement solaire a permis au module de produire une puissance électrique plus importante (correspond aux points de puissance maximale).

a. Caractéristique I-V et P-V du module polycristallin:

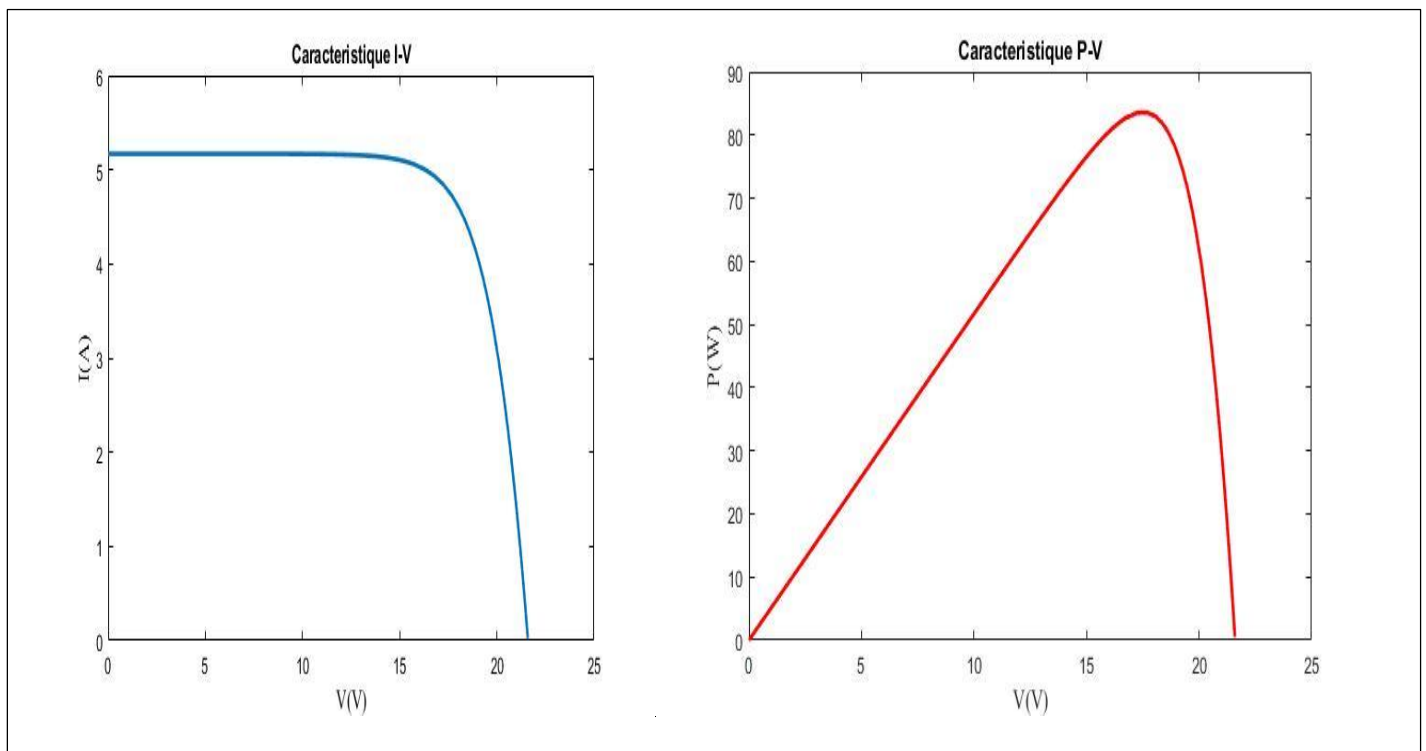


Figure 31: Résultats de simulation des caractéristiques I(V) et P(V) du module PV polycristallin

Interprétation :

La figure représente respectivement la courbe $I = f(V)$ et $P = f(V)$ du module polycristallin dans des conditions constantes d'irradiation et de température pour le modèle à une diode à cinq paramètres dans le bloc Simulink.

L'irradiation standard adoptée pour mesurer la réponse du module photovoltaïque est de 1000 W/m² et une température de 25°C.

b. Influence de la température sur le module polycristallin

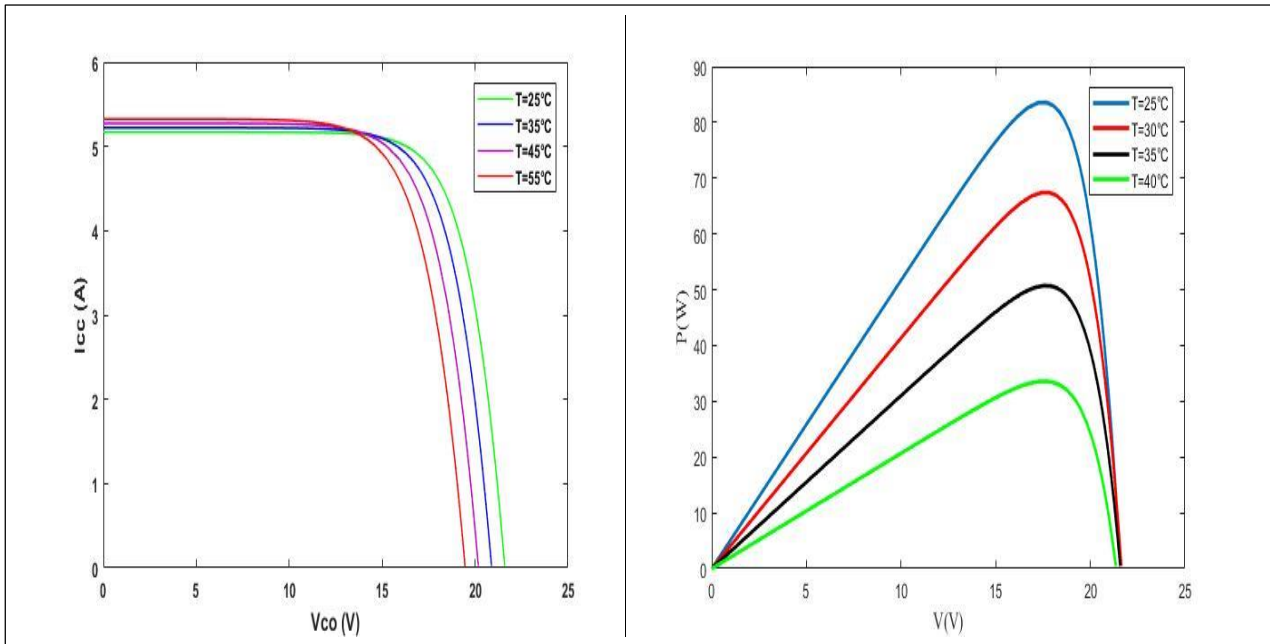


Figure 32: variation de la caractéristique I(V) et P(V) en fonction de la température du module PV polycristallin

c. Influence de l'éclairement sur le module PV polycristallin :

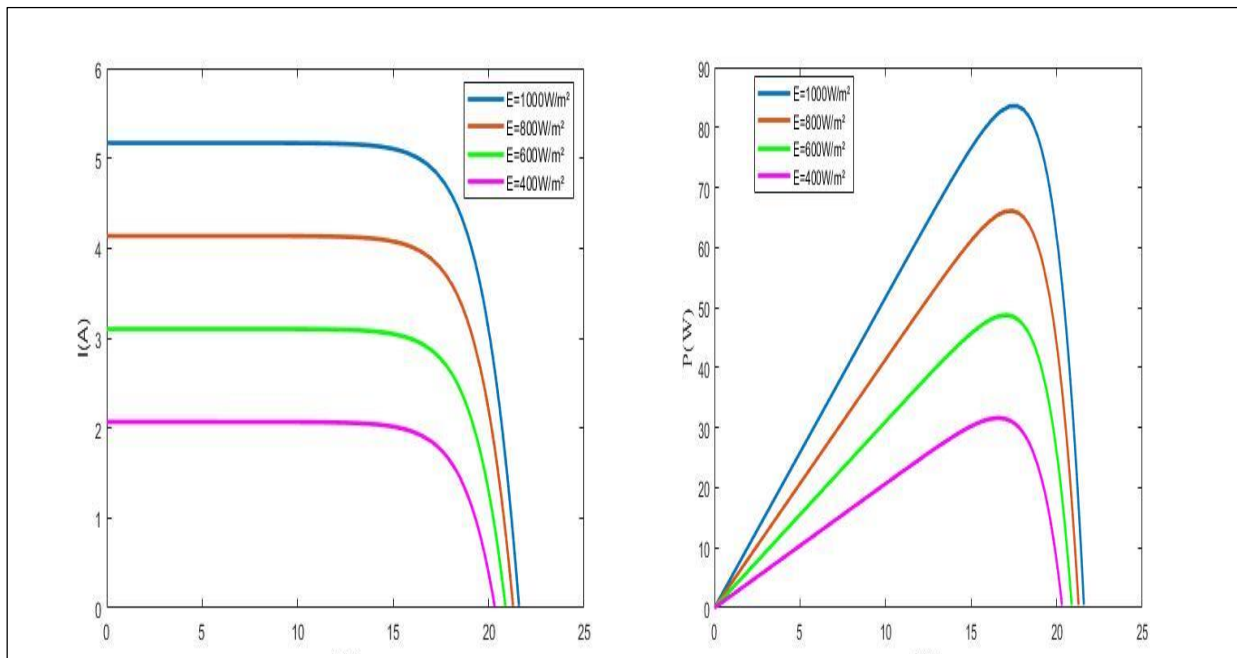


Figure 33: variation de la caractéristique I(V) et P(V) en fonction de l'éclairement du module polycristallin

Interprétation :

D'après la simulation du modèle à une diode à cinq paramètres du module polycristallin, nous pouvons conclure que l'influence de la température et de l'éclairement sur le module polycristallin est la même que sur le module monocristallin.

2. Résultat de la simulation du modèle mathématique de la puissance à la sortie du module PV :

Les courbes de la figure 34 sont obtenues à partir de l'équation III.14

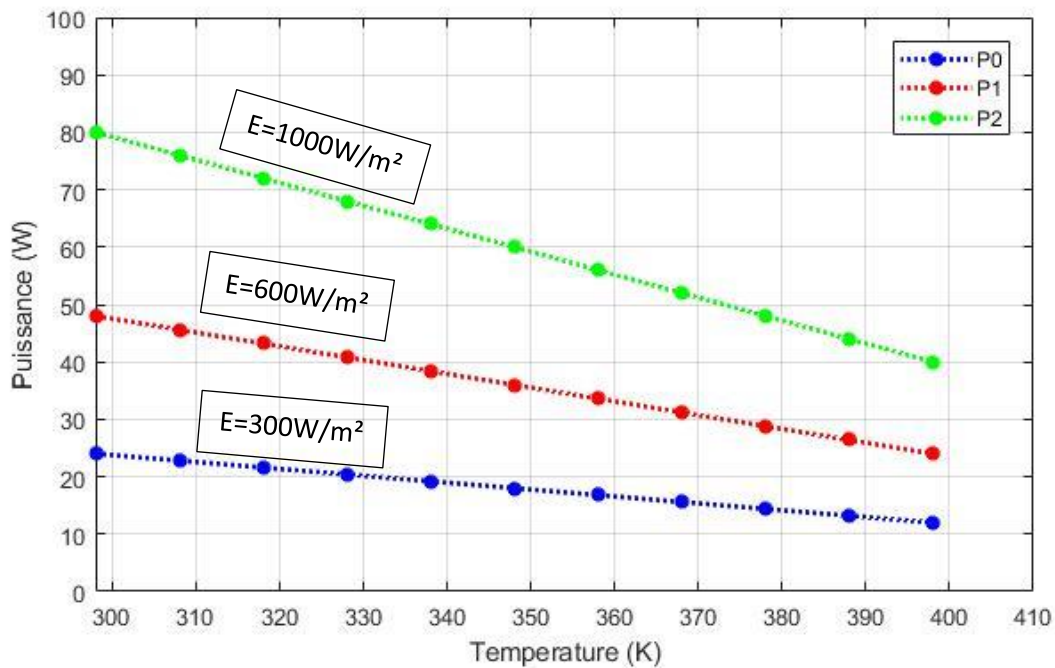


Figure 34: variation de la puissance en fonction de la température

Interprétation :

Ce résultat a été obtenu par un programme matlab à l'aide de l'équation (III.14).

Les courbes qui sont représentées sur la figure 34 montrent la variation des puissances en fonction de la température pour différentes valeurs de l'éclairement. On constate que les courbes des puissances diminuent en fonction de la température.

C. RESULTATS ET INTERPRETATIONS DES DONNEES EXPERIMENTALES :

Pour appuyer nos résultats théoriques nous avons effectué des mesures sur les caractéristiques du module monocristallin et polycristallin durant 30 jours sur le site de l'université Dan Dicko Dankoulodo de Maradi.

a. Module PV monocristallin :

❖ Variation des températures (T1 et T2) et de courant de court-circuit en fonction du temps :

Pour le 25/03/19

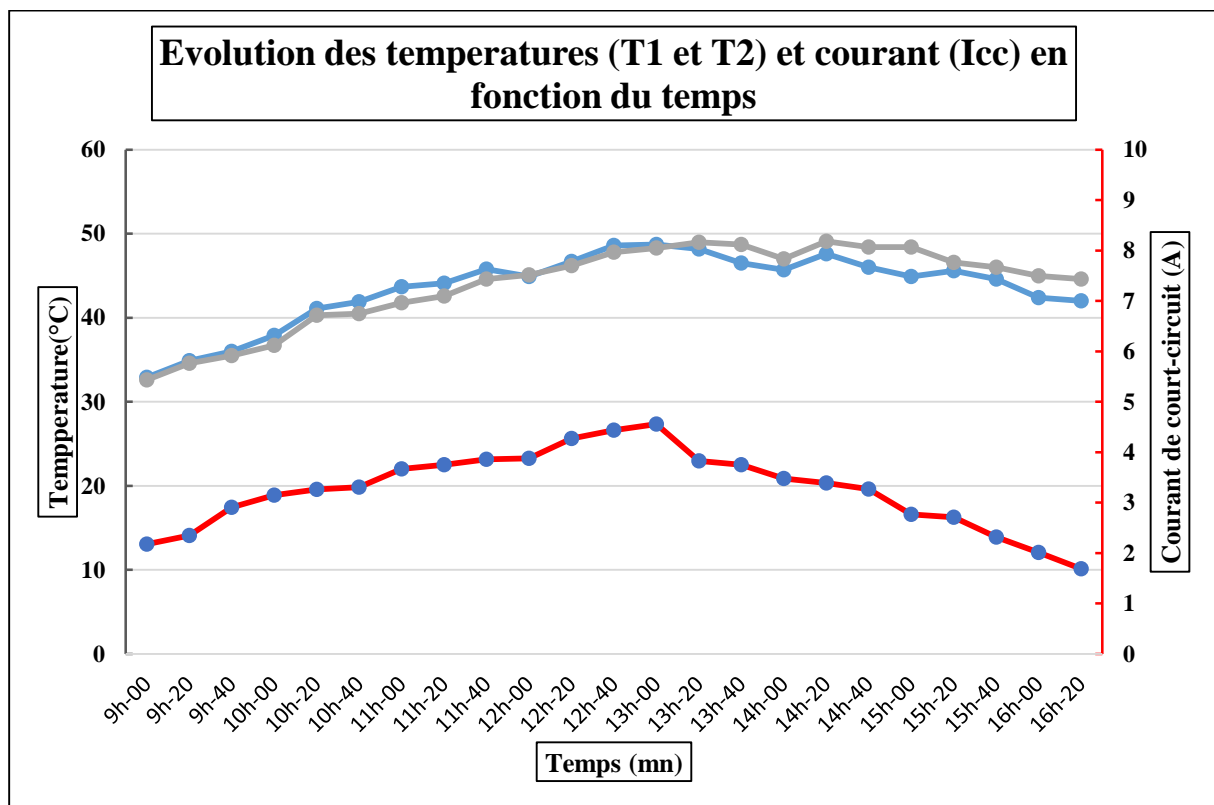


Figure 35: variation du courant de court-circuit (Icc) du module monocristallin et des températures (T1 et T2) pour le premier jour en fonction du temps

NB : le 25/03/19 est le premier jour de mes mesures sur le site

Pour 08/04/19

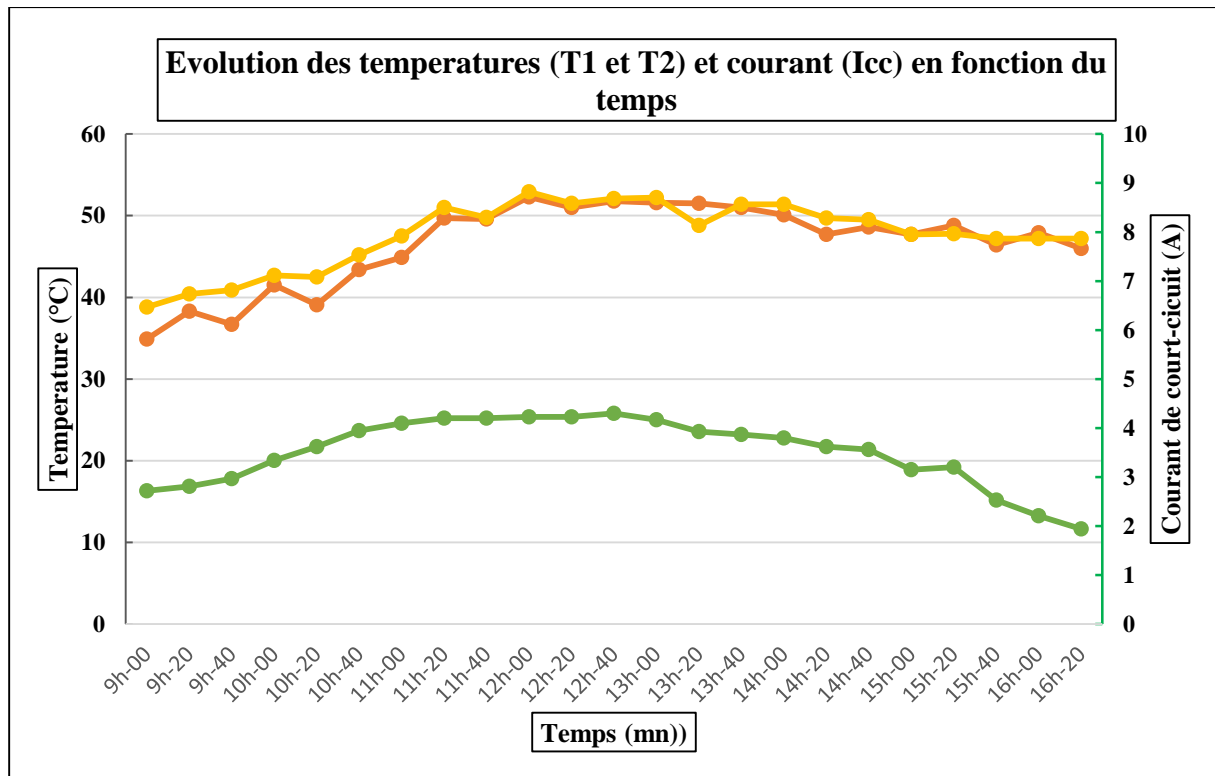


Figure 36: variation du courant de court-circuit (I_{cc}) du module monocristallin et des températures ($T1$ et $T2$) pour le quinzième jour en fonction du temps

Pour le 23/04/19 :

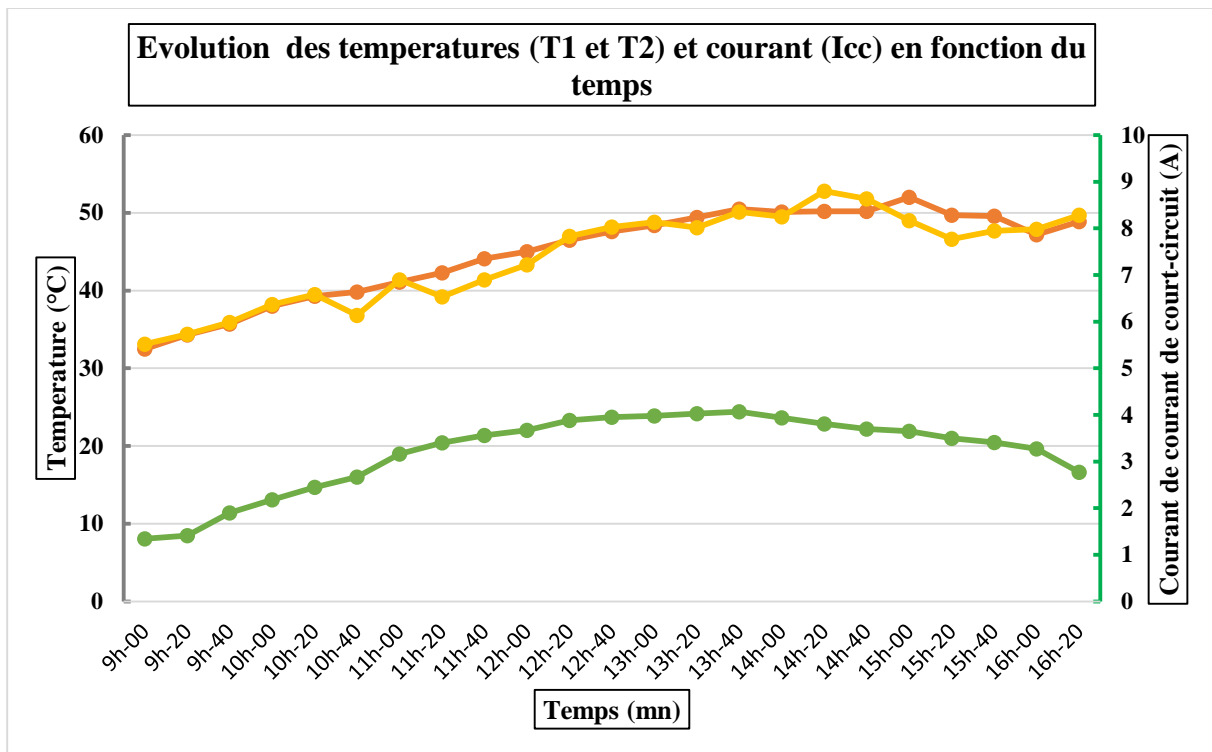


Figure 37: variation du courant de court-circuit (I_{cc}) du module monocristallin et des températures ($T1$ et $T2$) pour le trentième jour en fonction du temps

Interprétation :

Sur les figure 35, figure 36 et figure 37 nous constatons que le courant de court-circuit évolue en même temps que les températures $T1$ et $T2$ de 9h jusqu'à l'intervalle 12h-13h (lorsque le soleil est au zénith et que le trajet optique parcouru par les particules énergétiques est faible) ou ils atteignent leurs valeurs maximales et à partir de cet instant le courant de court-circuit diminue jusqu'à atteindre sa valeur minimale. Tandis que les températures $T1$ et $T2$ continuent à augmenter jusqu'au 15h. Ceci est dû au fait que le capteur absorbe la chaleur de l'air ambiant et de la chaise sur laquelle est placée, c'est pour cela même si la température de l'air diminue, les températures $T1$ et $T2$ ne diminuent pas automatiquement. Mais pour le courant de court-circuit, cela s'explique par l'absorption du nombre des photos par le module PV car lui, il dépend de l'éclairement c'est pour cela il atteint son maximum à 13h.

❖ Variation des températures ($T1$ et $T2$) et de tension en circuit-ouvert en fonction du temps :

Pour le 25/03/19

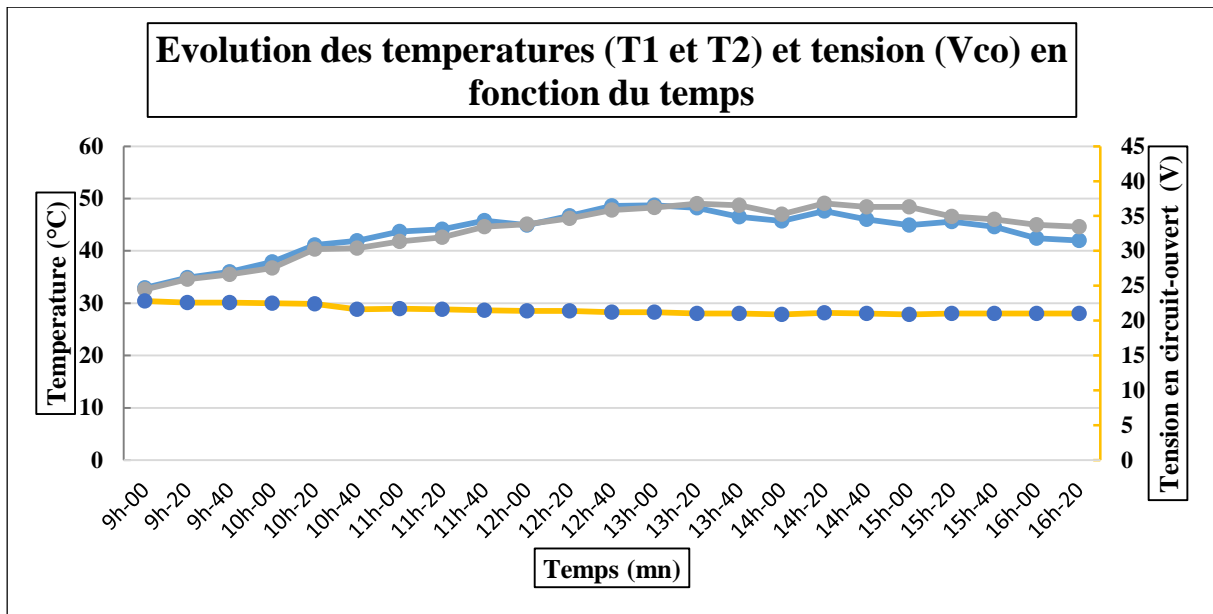


Figure 38: variation de la tension en circuit-ouvert (V_{co}) du module monocristallin et des températures (T_1 et T_2) pour le premier jour en fonction du temps

Pour 08/04/19

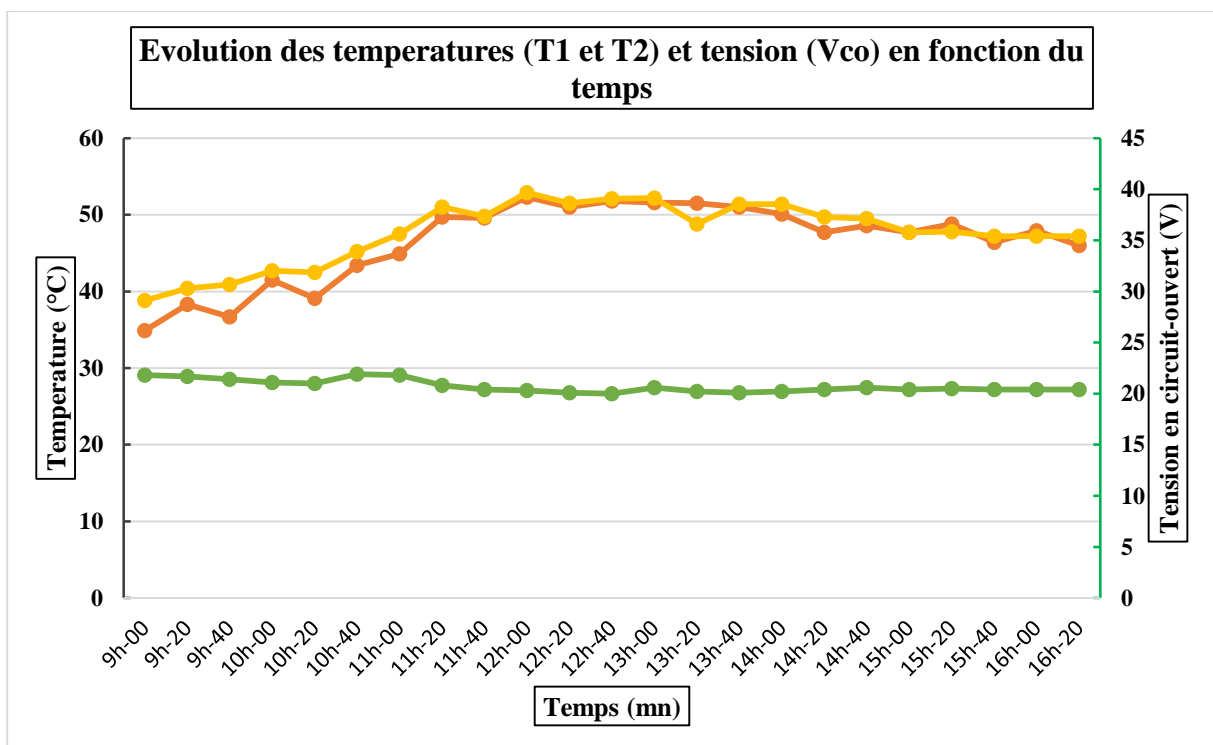


Figure 39: variation de la tension en circuit-ouvert (V_{co}) du module monocristallin et des températures (T_1 et T_2) pour le quinzième jour en fonction du temps

Pour le 23/04/19 :

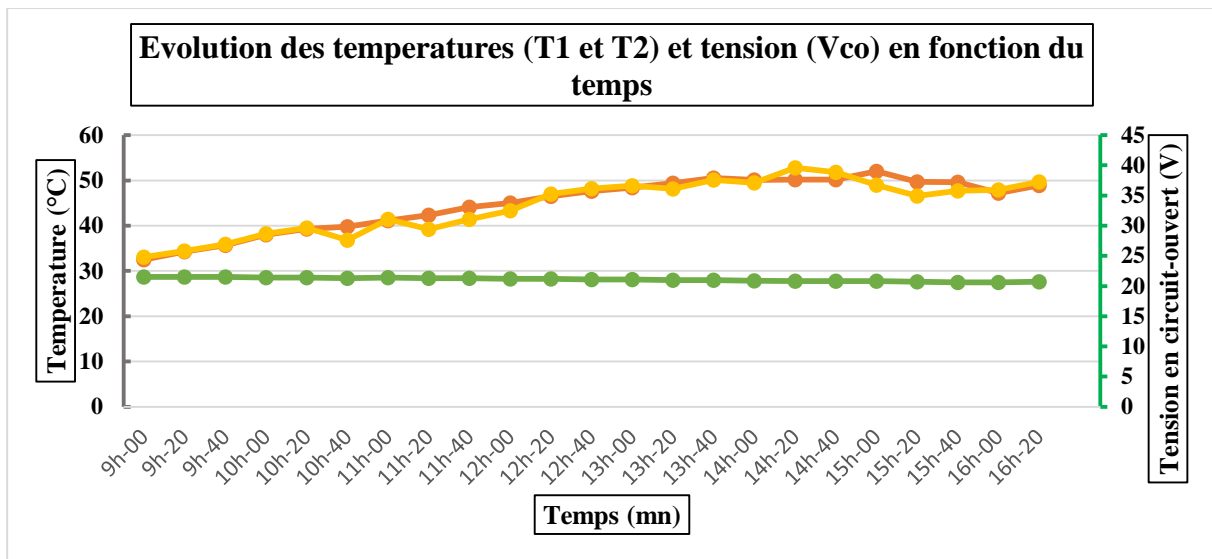


Figure 40: variation de la tension en circuit-ouvert (V_{co}) du module monocristallin et des températures ($T1$ et $T2$) pour le trentième jour en fonction du temps

Interprétation :

Sur ces représentations des courbes nous observons une variation légère de la tension en circuit-ouvert de l'intervalle de 9h jusqu'à 16h qui s'explique par un coefficient de température du courant de court-circuit qui est noté $K_T(V_{co})$. Ce coefficient permet de connaître la variation de la tension en circuit-ouvert en fonction de la température.

b. Module PV polycristallin :

❖ Variation des températures ($T1$ et $T2$) et de courant de court-circuit en fonction du temps :

Pour le 25/03/19

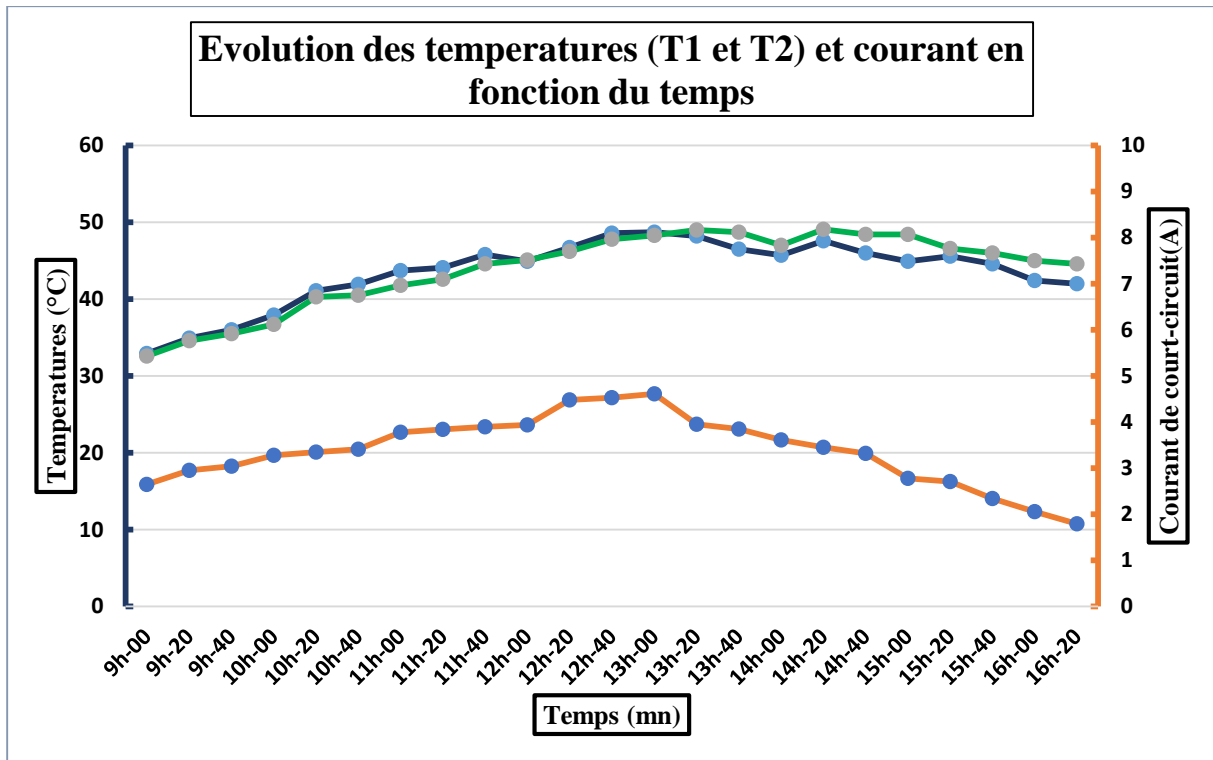


Figure 41: variation du courant de court-circuit (I_{cc}) du module polycristallin et des températures (T1 et T2) pour le premier jour en fonction du temps

Pour 08/04/19

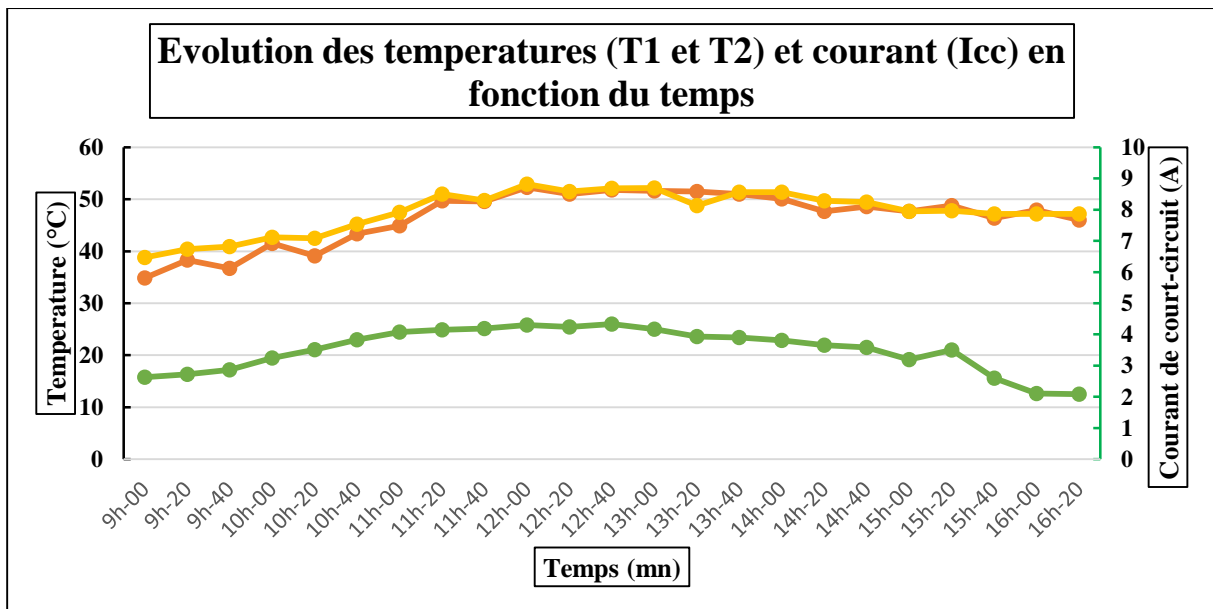


Figure 42: variation du courant de court-circuit (I_{cc}) du module polycristallin et des températures (T1 et T2) pour le quinzième jour en fonction du temps

Pour le 23/04/19 :

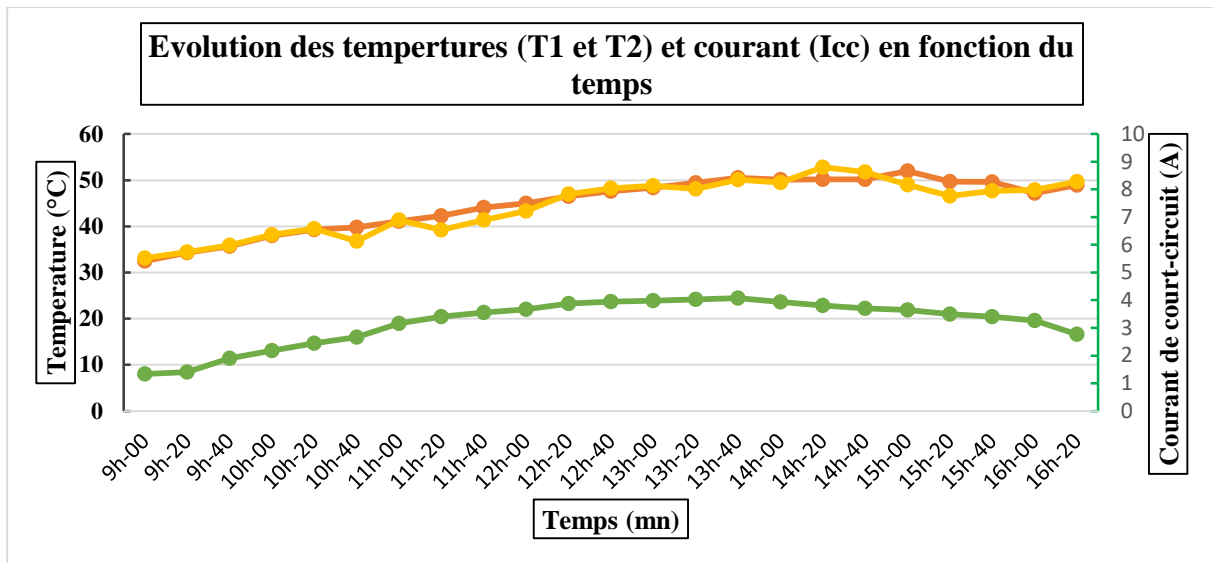


Figure 43: variation du courant de court-circuit du module polycristallin et des températures (T1 et T2) pour le trentième jour en fonction du temps

❖ **Variation des températures (T1 et T2) et de tension en circuit-ouvert en fonction du temps :**

Pour le 25/03/19

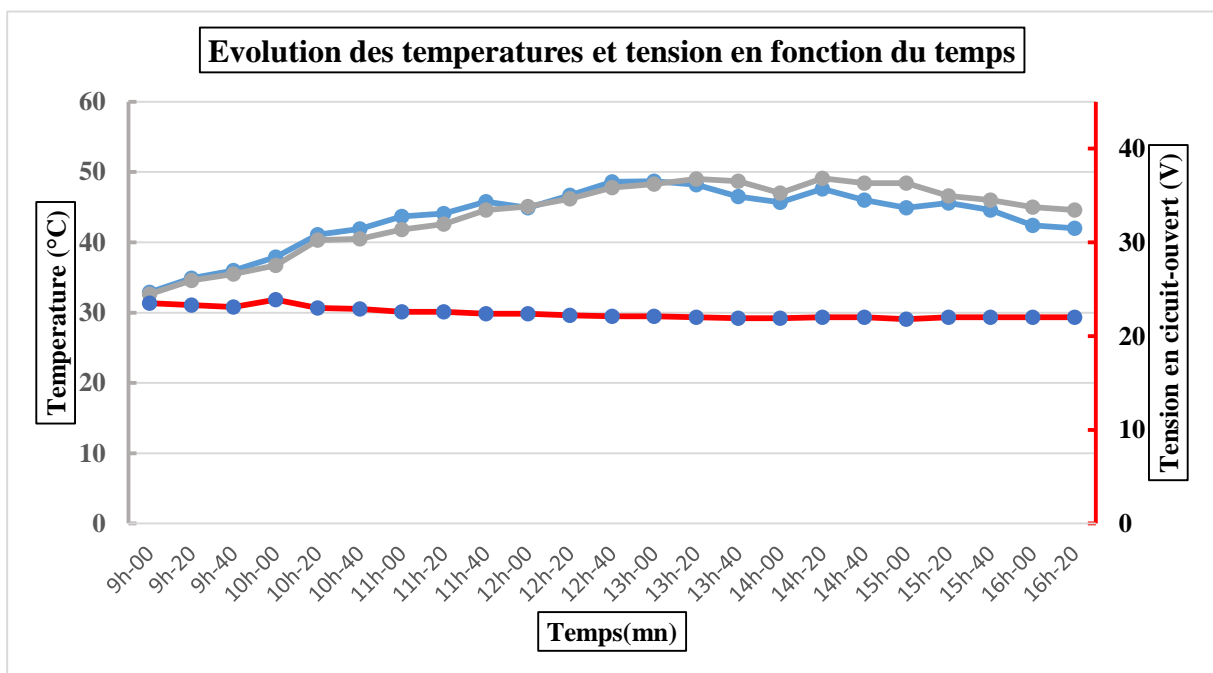


Figure 44 : variation de tension en circuit-ouvert du module polycristallin et des températures (T1 et T2) pour le premier jour en fonction du temps

Pour 08/04/19

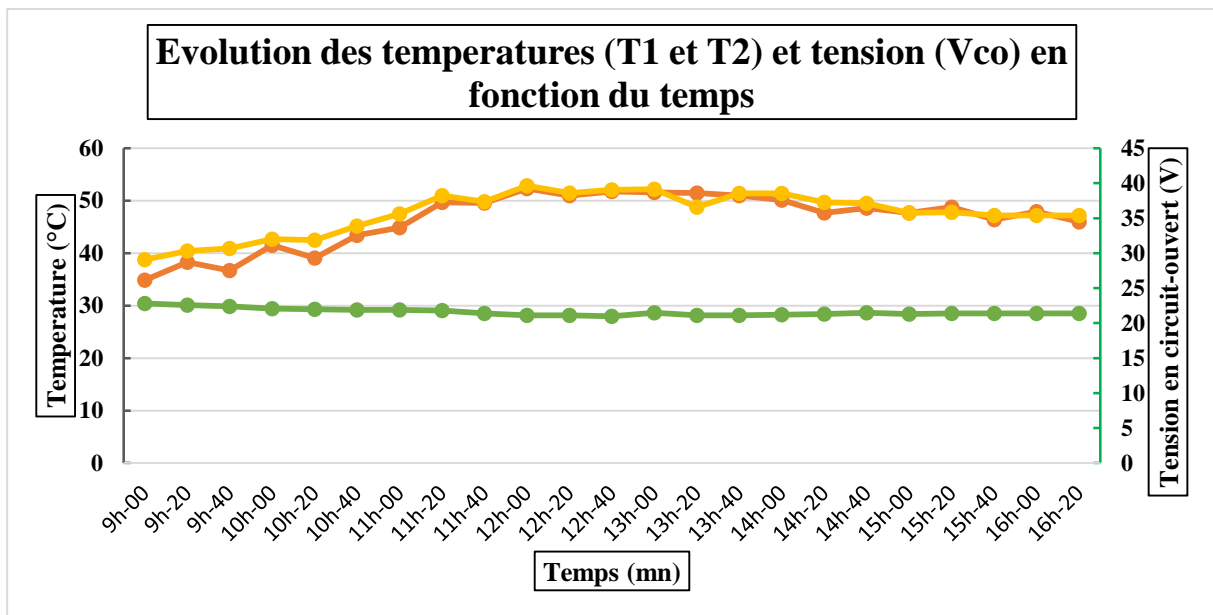


Figure 45: variation de tension en circuit-ouvert du module polycristallin et des températures (T1 et T2) pour le quinzième jour en fonction du temps

Pour le 23/04/19 :

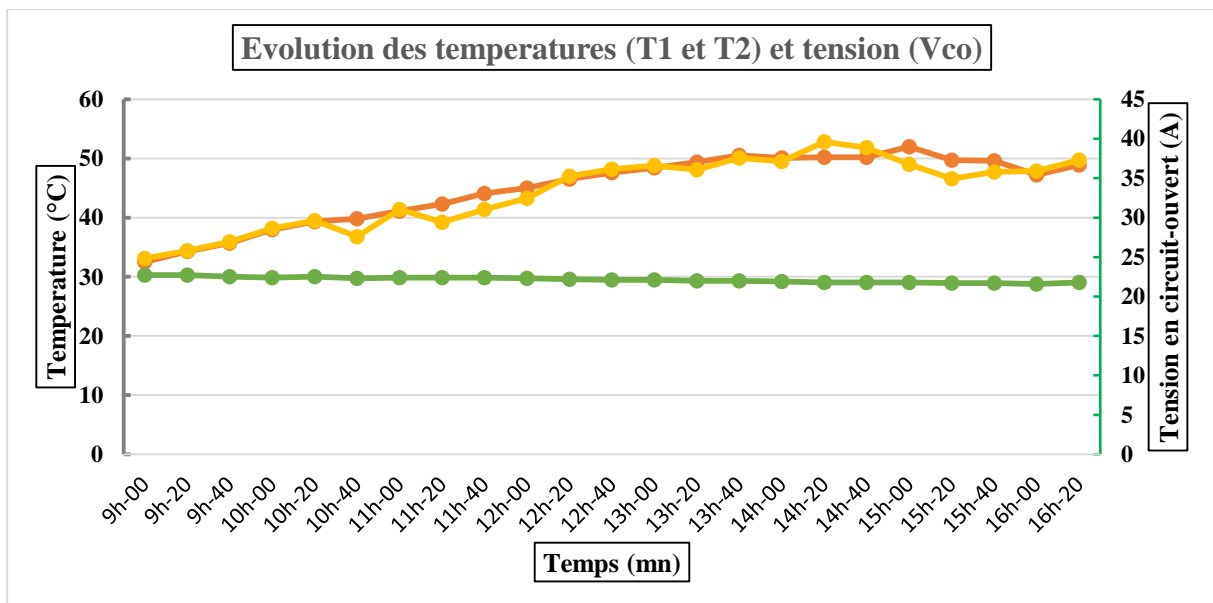


Figure 46: variation de tension en circuit-ouvert du module polycristallin et des températures (T1 et T2) pour le trentième jour en fonction du temps

Interprétation :

Notons que les modules monocristallin et polycristallin sont de la même technologie, donc ils présentent les mêmes variations des caractéristiques courant-tension surtout pour une région dotant d'un fort ensoleillement. C'est pour cela nous avons presque les mêmes variations des caractéristiques courant-tension pour le module polycristallin que celles du module monocristallin.

a. Batterie :

Pour le 25/03/19

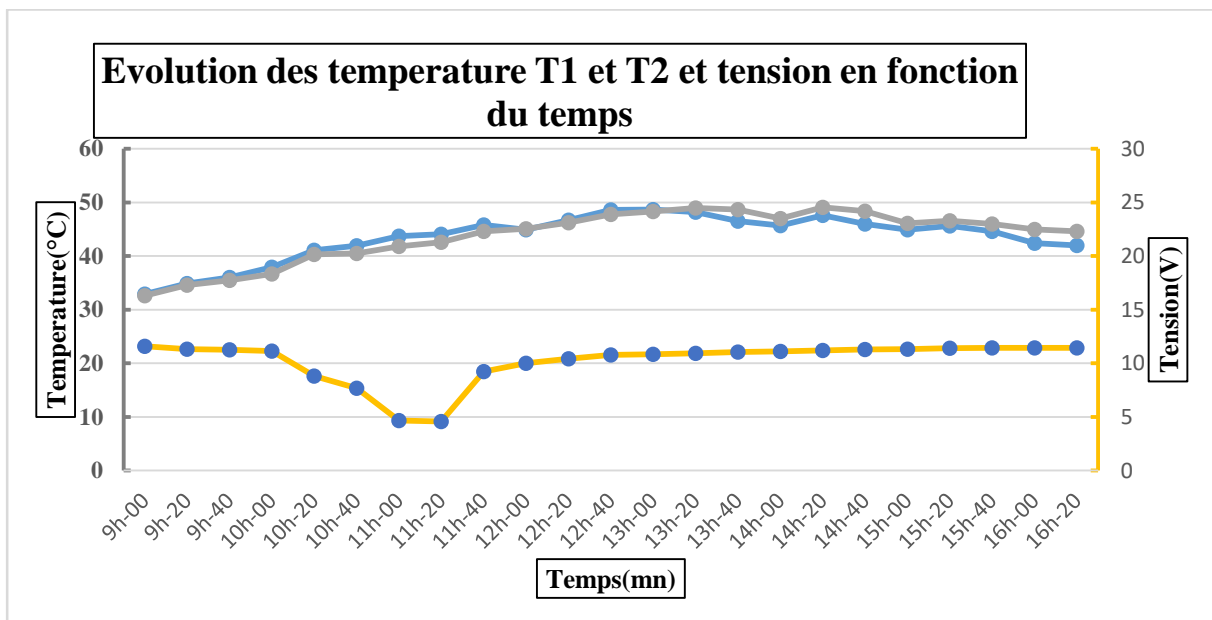


Figure 47: variation de la tension de la batterie et des températures (T1 et T2) pour le 1er jour en fonction du temps

Pour 08/04/19

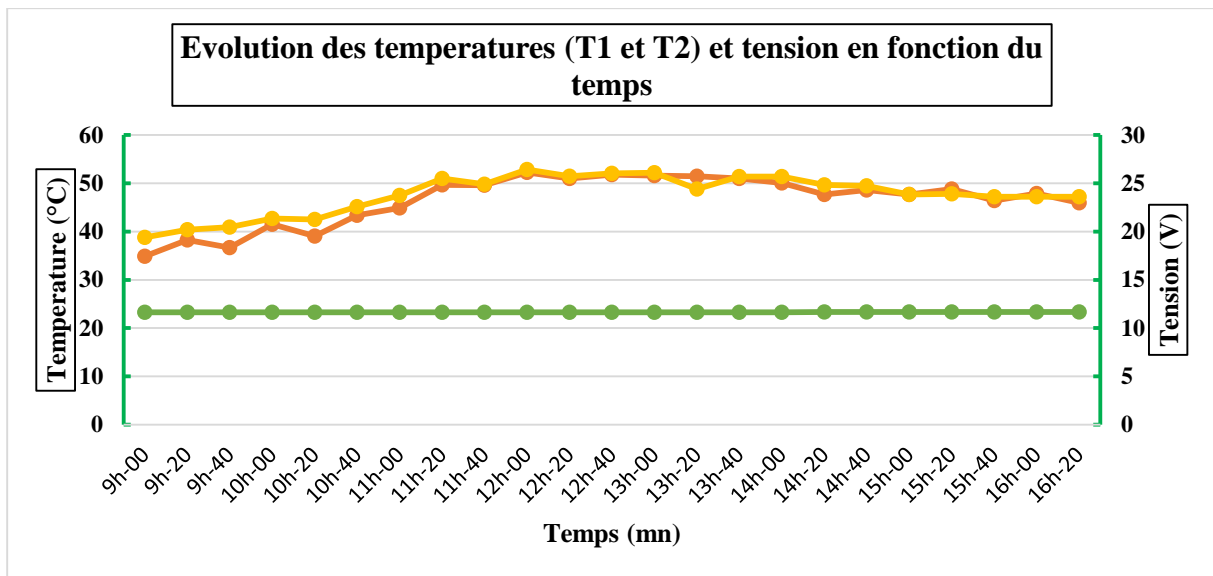


Figure 48: variation de la tension de la batterie et des températures (T1 et T2) pour le quinzième jour en fonction du temps

Pour 23/04/19

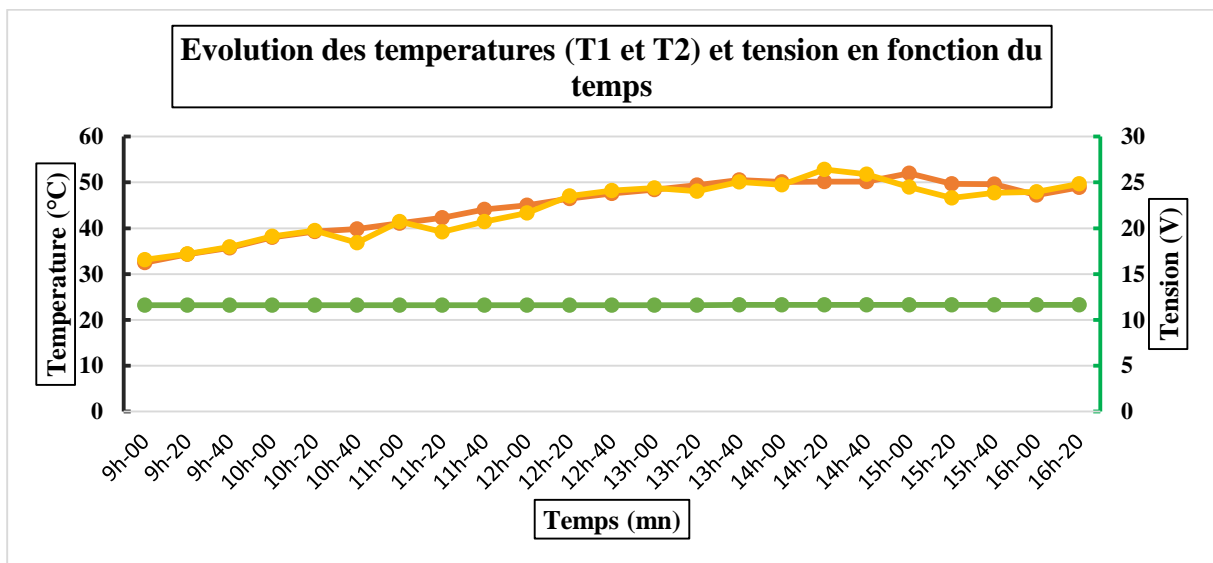


Figure 49: variation de la tension de la batterie et des températures (T1 et T2) pour le trentième jour en fonction du temps

Interprétation :

Les figures (figure 47, figure 48, figure 49) présentent l'évolution journalière de deux températures et de tension de la batterie en fonction du temps. Nous remarquons sur ces figures que la tension de la batterie ne varie pas, elle reste toujours constante avec une valeur de 11,2 V mais à l'acceptation de la date du 25/03/19 ou nous avons relevé une valeur qui a chuté jusqu'à

4,59V dans l'intervalle de 10h à 11h. Ces perturbations et ces valeurs constantes de 11,2 V sont dues au fait que la batterie n'est pas en bon état.

Conclusion :

Dans cette partie de notre travail nous avons présenté les composants (les régulateurs, les onduleurs, les batteries et les modules) disponibles sur le marché de Maradi et la simulation de deux modèles théoriques qui nous ont permis de voir l'influence de la température et de l'éclairage sur les caractéristiques courant, tension et puissance du module monocristallin et polycristallin. Mais pour valider cette théorie nous l'avons appuyé par des données expérimentales. Toutefois aussi nous avons suivi l'évolution de tension de la batterie au cours de la journée pendant la période des mesures.

CONCLUSION GENERALE :

L'utilisation de l'énergie solaire pour différentes applications telles que le pompage d'eau, l'éclairage public, l'éclairage domestique etc., présente un intérêt majeur ; cependant les applications PV possèdent un inconvénient majeur qui est son faible rendement qui est dû en partie à l'utilisation d'une technologie mal adaptée aux conditions environnementales. Dans ce contexte, le but de nos travaux est d'identifier la technologie la plus adaptée pour une chaîne de production solaire PV dans la région de Maradi

Pour pallier à cette contrainte, nous avons abordé la problématique de performance par la présentation des composants de la chaîne de production PV disponibles sur le marché de Maradi et les différentes technologies de chaque élément constituant la chaîne PV autonome, pour identifier les technologies les plus adaptées pour une exploitation énergétique d'un système PV pour la région de Maradi, ainsi que leurs modèles théoriques.

Ce présent travail nous a permis de déterminer les meilleurs candidats parmi les composants du système PV autonome pour la région de Maradi en se basant sur l'étude bibliographique des caractéristiques électriques des éléments constitutifs de la chaîne de production. Cette dernière nous a amené à choisir le module monocristallin et le module polycristallin, les batteries à plomb, le régulateur PWM et l'onduleur à onde sinusoïdale pure comme les plus adaptés pour composer un système PV autonome.

Au terme de ce travail, d'un point de vue théorique, les résultats présentés dans ce travail montrent que, la température et l'éclairement joue un rôle important sur les caractéristiques courant, tension et puissance du module PV.

Ces résultats ont été vérifiés par les données expérimentales, donc nous pouvons dire que la température a une influence néfaste sur la productible énergétique au niveau des modules PV cristallin.

Ainsi, ce travail ouvre des perspectives de recherche intéressantes :

- Caractériser chaque composant de la chaîne de production sur une durée d'au moins un an afin d'obtenir des résultats concluants sur l'effet des paramètres climatiques sur le système de production.
- Utiliser un système d'acquisition automatique de données pour l'enregistrement des mesures électriques, caractéristiques de tous les composants de la chaîne de production pour avoir des résultats plus précis afin de valider le choix de l'étude bibliographique ;

- Étudier l'influence des paramètres météorologiques (température, éclairement et humidité) sur tous les composants choisis du système PV pour comprendre leur comportement électrique périodique (journalier et saisonnier) pour la zone de Maradi.

Références bibliographiques :

- [1] : Ababacar NDIAYE «Etude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques - Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance» THESE DE DOCTORAT, UNIVERSITÉ CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR 2013.188 Pages
- [2] : site web: Des initiatives privées pour exploiter le potentiel solaire au Niger
- [3] : R.P. Mukund, « Wind and solar Power Systems »,Ph.D,P.e U.S merchant Marine Academy,Kings Point, New York, CRC Press LLC 1999.
- [4] : M. Dahbi « Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne Autonome », mémoire de magister, option physique énergétique 2007.
- [5] : ZOUAK Belkacem ; étude de l'évolution des caractéristiques des matériaux thermoélectriques des anciennes et nouvelles générations et applications photovoltaïquethermoélectricité ; mémoire de magister en Electronique ; Université mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou ; 2012 ; Page 46-47/50-55
- [6] : <http://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=1>, consulté le 12 Avril 2020
- [7] : Z.Benjellouli « Contribution à la modélisation d'une cellule solaire » mémoire de magistère université de Bechar .Algérie 2009.
- [8] : C. Lerouge, et al., Recherche et Industrie Photovoltaïque (PV) aux Etats-Unis 2006, SCIENCES PHYSIQUES ETATS-UNIS.
- [9] : Linden. D. & Reddy, Thomas B. Handbook of Batteries. 3^e Edition. McGraw-Hill, 1200 p.
- [10] : La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire, in DÉCOUVERTE N°344-345. Janvier-Février 2007.
- [11] : Akassewa Tchapo SINGO, Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- [12] : Fathia Karoui «Optimisation de stratégies de gestion des batteries au plomb utilisées dans les systèmes photovoltaïques» THESE, INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, 2007.
- [13] : T. Fogelman, « Système photovoltaïque pour les pays en déventement, manuel d'installation et d'utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie,(AFME)
- [14] : C. Bernard, J.Chauvin, D. Lebrun, J.F Muraz, P. Stassi « Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire Pierre Auger ».2006
- [15] : [http:// www.solarelectripower.org](http://www.solarelectripower.org). Consulté le 21 Février 2020

- [16] : « ETUDE DE LA JONCTION PN D'UN SEMI-CONDUCTEUR A L'EQUILIBRE THERMODYNAMIQUE ». I. Sari-Ali, B. Benyoucef, B. Chikh-Bled Journal of Electron Devices, Vol. 5, 2007, pp. 122-126.
- [17] : H.Yotto « Etude et conception d'une mini centrale PV » mémoire fin d'études Master 2IE Bénin 2011
- [18] : N. Achaibou, A Malek , N Bacha « Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV » ; N. spécial (CHEMSS), pp 61-66,2000.
- [19] : I. Tsuda, K. Kurokawa ,K.Nozaki, «Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery », solar Energy Materials and solar cells 35,pp 503 – 508,1994.
- [20] : Mamadou Lamine Doumbia*, Kodjo Agbossou*, Abdoulaye Traoré** «REVUE DES SYSTEMES SOLAIRES PHOTOVOLTAIQUES» Université du Québec 2008.
- [21] :Thomas Mambrini «Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies», THÈSE DE DOCTORAT, UNIVERSITE PARIS-SUD, 2014
- [22] : M. MUSTAPHA BELARBI «Contribution à l'étude d'un générateur solaire pour site autonome», Thèse de Doctorat Es-Sciences, UNIVERSITE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE D'ORAN MOHAMED BOUDIAF, 2015.
- [23] : D.L. Staebler, C.R. Wronski: "Optically induced conductivity changes in discharge-produced hydrogenated amorphous silicon" J. Appl. Phys., 51, p. 3262, 1980
- [24] : Takatsuka, H.; Yamauchi, Y.; Takeuchi, Y.; Fukagawa, M.; Kawamura, K.; Goya, S.; Takano, A.; « The World's Largest High Efficiency Thin Film Silicon Solar Cell Module » ; Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume2, May 2006 Page(s):202833.
- [25] : Communiqué de presse du NREL, 24 mars 2008, Record Makes Thin-Film Solar Cell Competitive with Silicon Efficiency.
- [26] : Julien Labbé, “L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés.”, Ecole des Mines de Paris, Thèse soutenue le 21 décembre 2006
- [27] : C. Mondru, D.V. A. Kumar, R. Kiranmayi (2017) « Batteries comparative analysis and their dynamic model for electric vehicular technology », International journal of pure and applied mathematics, Vol. 114, No. 12, pp. 453-467.

- [28] : B. Plangklang, P. Pornharuthai (2013) «Mathematical model and experiment of temperature effect on discharge of lead-acid battery for PV systems in tropical area » Energy and power engineering, Vol. 5, pp 43-49.
- [29] : R. Khezzar et al. « Comparaison entre les différents modèles électriques et détermination des paramètres de la caractéristique I-V d'un module photovoltaïque ». revue des Energie Renouvelables Vol.13 N° 3, pp 379-388, (2010).
- [30] : Dirk Uwe Sauer, «Electrochemical Storage for Photovoltaics», Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, 2004
- [31] : FREDERIC COUPAN, «Stockage pour les énergies renouvelables : évaluation et modélisation de la batterie plomb-acide », Thèse, Université de Guyane, 2017.
- [32] : G-A. Nazri, G. Pistoia, "Lithium batteries: sciences and technologie", Kluwer Academic Publishers, Boston, 2004.
- [33] : M. André Nitcheu, «L'évolution des régulateurs de charges solaires photovoltaïques », Électricité hors construction / juin-juillet-aout 2011.
- [34] : <https://trendszy.com>, consulté le 20 Avril 2020
- [35]: Mamadou Lamine Doumbia*, Kodjo Agbossou*, Abdoulaye Traoré** «REVUE DES SYSTEMES SOLAIRES PHOTOVOLTAIQUES» Université du Québec 2008.
- [36]: «design and simulation of photovoltaic super système using simulink». Tyson Denherder 2006 california polyotchnic state university san luis Obispo.
- [37] : G. Notton et al. « Influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin ». Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°1, pp 49-62, 2010.
- [38]: K.H. Hussein I. Muta T. Hoshino M.Osakada « Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions ».IEE Proc-Gener. Trans. Distrib, Vol. 142, No. 1, pp 59-64 January 1995.
- [39] : « ETUDE ET IDENTIFICATION DES DIFFERENTS MODELES ELECTRIQUES PHOTOVOLTAÏQUE ». O.AMRANI, D. REKIOUA Département d'électrotechnique, Université de Bejaia, (Algérie).
- [40] : « Cellule Solaire : ModeleSpice -Fiche technique », I.U.T. de Nimes, 5 fevrier 2008
- [41]: Marcelo GradellaVillalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto RuppertFilho, “ Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays ”, IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 24, NO. 5, MAY 2009

- [42]: O. Gergaud, B. Multon, H. Ben Ahmed, “ Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models”, 7th International ELECTRIMACS Congress, Montréal, Août 2002.
- [43]: Y.Pankow, “Etude de l’intégration décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque”, Thèse de doctorat, France, Ecole centrale de Lille, Décembre 2004.
- [44] : Markvard, T., 2000. Solar Electricity, second ed. Willey, USA.
- [45]: S. Diafa, D. Diafb, M. Belhamelb, M. Haddadic, A. Louchea .«A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system », Energy Policy (2007), doi:10.1016/j.enpol.2007.06.020.
- [46] : Chedid, R., Saliba, Y., 1996. «Optimization and control of autonomous renewable energy systems ». International Journal of Energy Research 20, 609–624.
- [47] : F.Benyarou, « Conception Assistée Par Ordinateur des Système PV Modélisation, dimensionnement et simulation », thèse de doctorat en physique énergétique, Tlemcen, 2004.
- [48] : The Bogdan, S.B., Salameh, Z.M., 1996. « Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system ». IEEE Transactions on Energy Conversion 11 (2), 367–375.
- [49]: M.Chikh, « Étude analytique conceptuelle des systèmes PV de puissance adopté aux sites isolés de L’Algérie », thèse de magister, CDER, 1994.
- [50] : Bin, A., Hongxing, Y., Shen, H., Xianbo, L., 2003. «Computer aided design for PV/Wind hybrid system ». Renewable Energy 28, 1491–1512.
- [51]: Chaurey, C and S Deambi. 1992, « Battery storage Power systems: an verview ».Renewable Energy 2 (3):227-235.
- [52]: Belhadj Mohammed, «Modélisation D’un Système De Captage Photovoltaïque Autonome» Mémoire de Magister, Centre Universitaire De Bechar, Institut des Sciences Exactes, 2007-2008.
- [53]: H.X.Yong,LU,J.Burnett, « Weather data and probability analysis of hibrid PVwind power generation systems in Hong Kong ». Rnewable Energy 28 (2003) :1813-1824
- [54] : M. Dahbi « Etude et optimisation d’une installation Hibrade PV-Eolienne Autonome », mémoire de magister, option physique énergétique 2007.
- [55] : A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef « Optimisation du rendement d’une cellule solaire NP au silicium monocristallin »Rev .Energ. Ren : physique Energétique (1998pp.95-100).

[56] : H.Tarik Duru (A maximum power tracking algorithm based on $I_{mpp}=f(P_{max})$ function for matching passive and active loads to a photovoltaic generator) Solar Energy ,/ ScienceDirect , 2005

[57]: Alain Bilbao Leurreta, (Réalisation de Commandes numériques), LAAS-CNRS, 2006

[58]: [https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Maradi_\(région\)&oldid=170489892](https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Maradi_(région)&oldid=170489892)

ANNEXES :

ANNEXES 1 : Les spécifications électriques du constructeur

Caractéristiques électriques	Module monocristallin	Module polycristallin
Puissance nominale	80W	80W \pm 3%
Tension en circuit ouvert V _{co}	21 V	22,1 V
Courant de court-circuit I _{sc}	5.12 A	5.17 A
Tension V _{mpp}	17,6 V	18 V
Courant I _{mpp}	4,568 A	4,4 A

Annexe 2 : Données expérimentales

Le 25/03/19

	Heure	9h-00	9h-20	9h-40	10h-00	10h-20	10h-40	11h-00	11h-20	11h-40	12h-00	12h-20	12h-40	13h-00	13h-20	13h-40	14h-00	14h-20	14h-40	15h-00	15h-20	15h-40	16h-00	16h-20
Température	T1	32,9	34,9	36	37,9	41,1	41,9	43,7	44,1	45,8	44,9	46,7	48,6	48,7	48,2	46,5	45,7	47,6	46	44,9	45,6	44,6	42,4	42
	T2	32,6	34,6	35,5	36,7	40,3	40,5	41,8	42,6	44,6	45,1	46,2	47,8	48,3	49	48,7	47	49,1	48,4	48,4	46,6	46	45	44,6
monocristallin	Courant de court-circuit	2,18	2,35	2,91	3,15	3,26	3,31	3,67	3,75	3,86	3,88	4,27	4,44	4,56	3,83	3,75	3,48	3,39	3,27	2,77	2,71	2,32	2,01	1,69
	Tension en circuit ouvert	22,8	22,6	22,6	22,5	22,4	21,6	21,7	21,6	21,5	21,4	21,4	21,2	21,2	21,0	21,0	20,9	21,1	21,0	20,9	21,0	21,0	21,0	21,0
polycristallin	Courant de court-circuit	2,65	2,95	3,04	3,28	3,35	3,41	3,78	3,84	3,90	3,94	4,48	4,53	4,61	3,95	3,85	3,61	3,45	3,32	2,78	2,71	2,34	2,06	1,79
	Tension en circuit ouvert	23,5	23,3	23,1	23,9	23,0	22,9	22,6	22,6	22,4	22,4	22,2	22,1	22,1	22,0	21,9	21,9	22,0	22,0	21,8	22,0	22,0	22,0	22,0

	Heu re	9h - 00	9h- 20	9h- 40	10h -00	10 h- 20	10 h- 40	11 h- 00	11 h- 20	11 h- 40	12h -00	12h -20	12h -40	13h -00	13h -20	13h -40	14h -00	14h -20	14h -40	15h -00	15h -20	15h -40	16h -00	16h -20
Tempér ature	T1	32 ,9	34, 9	36	37, 9	41 ,1	41 ,9	43 ,7	44 ,1	45 ,8	44, 9	46, 7	48, 6	48, 7	48, 2	46, 5	45, 7	47, 6	46	44, 9	45, 6	44, 6	42, 4	42
	T2	32 ,6	34, 6	35, 5	36, 7	40 ,3	40 ,5	41 ,8	42 ,6	44 ,6	45, 1	46, 2	47, 8	48, 3	49	48, 7	47	49, 1	48, 4	46, 1	46, 6	46	45	44, 6
Batterie	V	11 ,6	11, 31	11, 27	11, 15	8, 81	7, 68	4, 67	4, 59	9, 23	10, 00	10, 44	10, 80	10, 85	10, 94	11, 05	11, 12	11, 21	11, 28	11, 33	11, 41	11, 43	11, 44	11, 45

Le 08/04/19

	Heur e	9h- 00	9h- 20	9h- 40	10 h- 00	10 h- 20	10 h- 40	11 h- 00	11 h- 20	11 h- 40	12 h- 00	12 h- 20	12 h- 40	13 h- 00	13 h- 20	13 h- 40	14 h- 00	14 h- 20	14 h- 40	15 h- 00	15 h- 20	15 h- 40	16 h- 00	16 h- 20
Températ ure	T1	34, 9	38, 3	36, 7	41, 5	39, 1	43, 4	44, 9	49, 7	49, 6	52, 3	51	51, 8	51, 6	51, 5	51	50, 1	47, 7	48, 6	47, 7	48, 8	46, 4	47, 9	46
	T2	38, 8	40, 4	40, 9	42, 7	42, 5	45, 2	47, 5	51	49, 8	52, 9	51, 5	52, 1	52, 2	48, 8	51, 4	51, 4	49, 7	49, 5	47, 7	47, 8	47, 2	47, 2	47, 2
monocrist allin	Coura nt de court- circuit	2,7 2	2,8 1	2,9 7	3,3 4	3,6 2	3,9 5	4,1 0	4,2 0	4,2 0	4,2 3	4,2 3	4,3 0	4,1 7	3,9 3	3,8 7	3,8 0	3,6 2	3,5 6	3,1 5	3,2	2,5 3	2,2 1	1,9 4
	Tensi on en circuit ouver t	21, 8	21, 7	21, 4	21, 1	21, 0	21, 9	21, 8	20, 8	20, 4	20, 3	20, 1	20, 0	20, 6	20, 2	20, 1	20, 2	20, 4	20, 6	20, 4	20, 5	20, 4	20, 4	20, 4
polycristall in	Coura nt de court- circuit	2,6 3	2,7 2	2,8 7	3,2 4	3,5 1	3,8 3	4,0 8	4,1 5	4,1 9	4,3 0	4,2 4	4,3 3	4,1 7	3,9 3	3,9 0	3,8 1	3,6 6	3,5 8	3,1 9	3,5	2,6 0	2,1 1	2,0 8

	Tension en circuit ouvert	22,8	22,6	22,4	22,1	22,0	21,9	21,9	21,8	21,4	21,1	21,1	21,0	21,5	21,1	21,1	21,2	21,3	21,5	21,3	21,4	21,4	21,4	21,4
--	---------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

	Heure	9h-00	9h-20	9h-40	10h-00	10h-20	10h-40	11h-00	11h-20	11h-40	12h-00	12h-20	12h-40	13h-00	13h-20	13h-40	14h-00	14h-20	14h-40	15h-00	15h-20	15h-40	16h-00	16h-20	
Température	T1	34,9	38,3	36,7	41,5	39,1	43,4	44,9	49,7	49,6	52,3	51	51,8	51,6	51,5	51	50,1	47,7	48,6	47,7	48,8	46,4	47,9	46	
	T2	38,8	40,4	40,9	42,7	42,5	45,2	47,5	51	49,8	52,9	51,5	52,1	52,2	48,8	51,4	51,4	49,7	49,5	47,7	47,8	47,2	47,2	47,2	47,2
Batterie	tension	11,64	11,64	11,64	11,65	11,65	11,65	11,65	11,65	11,65	11,65	11,65	11,65	11,65	11,65	11,65	11,65	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66

Le 23/04/19

	Heure	9h-00	9h-20	9h-40	10h-00	10h-20	10h-40	11h-00	11h-20	11h-40	12h-00	12h-20	12h-40	13h-00	13h-20	13h-40	14h-00	14h-20	14h-40	15h-00	15h-20	15h-40	16h-00	16h-20
Température	T1	32,5	34,3	35,7	38	39,3	39,8	41,1	42,3	44,1	45	46,5	47,6	48,4	49,4	50,5	50,1	50,2	50,2	52	49,7	49,6	47,2	48,9
	T2	33,1	34,4	35,9	38,2	39,5	36,8	41,4	39,2	41,4	43,3	47	48,2	48,8	48,1	50,1	49,5	52,8	51,8	49	46,6	47,7	47,9	49,7
Monocristallin	Courant de court-circuit	1,34	1,41	1,90	2,18	2,45	2,67	3,16	3,40	3,56	3,67	3,88	3,95	3,98	4,03	4,07	3,94	3,81	3,70	3,65	3,50	3,41	3,27	2,77
	Tension en circuit ouvert	21,5	21,5	21,5	21,4	21,4	21,3	21,4	21,3	21,3	21,2	21,2	21,1	21,1	21,0	21,0	20,9	20,8	20,8	20,8	20,8	20,7	20,6	20,6
Polycristallin	Courant de court-circuit	1,34	1,46	1,92	2,22	2,46	2,71	3,09	3,24	3,56	3,63	3,90	3,98	4,01	4,05	4,07	3,99	3,82	3,68	3,60	3,48	3,39	3,25	2,69
	Tension en circuit ouvert	22,7	22,7	22,5	22,4	22,5	22,3	22,4	22,4	22,4	22,3	22,2	22,1	22,1	22,0	22,0	21,9	21,8	21,8	21,8	21,7	21,7	21,6	21,8

	Heure	9h-00	9h-20	9h-40	10h-00	10h-20	10h-40	11h-00	11h-20	11h-40	12h-00	12h-20	12h-40	13h-00	13h-20	13h-40	14h-00	14h-20	14h-40	15h-00	15h-20	15h-40	16h-00	16h-20
Température	T1	32,5	34,3	35,7	38	39,3	39,8	41,1	42,3	44,1	45	46,5	47,6	48,4	49,4	50,5	50,1	50,2	50,2	52	49,7	49,6	47,2	48,9
	T2	33,1	34,4	35,9	38,2	39,5	36,8	41,4	39,2	41,4	43,3	47	48,2	48,8	48,1	50,1	49,5	52,8	51,8	49	46,6	47,7	47,9	49,7
Batterie	Tension	11,61	11,61	11,61	11,61	11,61	11,61	11,61	11,61	11,61	11,61	11,61	11,61	11,61	11,61	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62