

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences Appliquées

Département de Génie Electrique



Mémoire

Master Academique

Domaine : Sciences et technologies

Filière : Génie électrique

Spécialité : Electrotechnique Industrielle

Présenté par :

DANOUNE Mohammed Bilal

BASSACI Mohamed Bodiaf

Thème:

***Étude comparative de quatre mini-centrales
photovoltaïques de différentes technologies et
inclinations***

Soutenu publiquement Le : 04/06/2017

Devant le jury :

M^r BENMIR Abdelkader

MC (B) Président

UKM Ouargla

M^r LOUAZENE Med Lakhdar

MC (B) Encadreur/rapporteur

UKM Ouargla

M^r DJAFOUR Ahmed

MC (A) Examineur

UKM Ouargla

Année universitaire 2016/2017

Dédicaces

Je dédie ce travail :

A mon père et ma mère

A mes frères et mes sœurs

Slïman, Hoçïne, Mouad, Hadjar et sara

A mes amis

*A Toute la famille **DANOUNE** et **BASSACI***

*A tous ceux qui utilisent la science pour le bonheur et la prospérité de
l'humanité.*

Remerciement

*Avant tout nous tenons à remercier **ALLAH** qui nous a aidé et nous a donné la patience et le courage de finir le mémoire.*

*Nous tenons à remercier vivement **Mr. LOUAZENE Med Lakhdar** notre Rapporteur qui a fourni des efforts énormes, par ses informations ses conseils et ses encouragements.*

*Nous tenons à remercier **Mr. BENSALHA Kaddour** directeur central photovoltaïque de Ghardaïa, pour ses efforts et ses informations scientifiques et professionnelles.*

*Nos vifs remerciements aussi à **Mr. DJAFOUR Ahmed** pour avoir accepté d'être examinateur de ce travail.*

*Nous tenons également à remercier messieurs les membres de jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de siéger à notre soutenance, tout particulièrement : **Mr BENMIR Abdelkader** pour nous avoir fait l'honneur de présider le jury de cette mémoire.*

*Nous voudrions remercier spécialement **Mr GOUGUI A.abdelmoumen**, chercheur à l'université d'Ouargla, pour ses compétences scientifiques, ses conseils, sa disponibilité, et sa qualité humaine.*

*Et tous les professeurs de département de Génie électrique et vivement **M. LOUAZENE.L, M. DJAFOUR.A, M. TAIBI.D, M. GUAHRAR.Y, M. SAHRAOUI.L, M. LAMMAYAD.T** et **M. BOUREK.Y** pour leurs modesties et le moral haut.*

Nos plus chaleureux remerciements à tous ceux qui de près et de loin ont contribué à la réalisation de cette mémoire

SOMMAIRE

Dédicaces I
Remerciement II
Liste des figures IV
Liste des tableaux..... V
INTRODUCTION GENERALE 1

CHAPITRE I ESTIMATION DE RAYONNEMENT SOLAIRE

1 INTRODUCTION 3
1.1 Aspect énergétique 3
1.1.1 L'énergie solaire..... 3
1.1.2 L'énergie solaire en Algérie 4
1.2 Climat et représentation géographique de central photovoltaïque de Ghardaïa..... 4
1.3 Paramètres et position du soleil..... 5
1.3.1 Déclinaison et Mouvement de la Terre 5
1.3.2 Cordonnées terrestres 6
1.3.3 Hauteur du soleil (h)..... 6
1.3.4 Azimut du soleil (α) 6
1.3.5 L'angle horaire (ω)..... 6
1.3.6 Lever et coucher de soleil 7
1.3.7 Temps solaire vrai 7
1.4 Estimation empirique du rayonnement solaire horaire 8
1.4.1 Facteur de trouble de Linke..... 8
1.4.2 Model de LIU et JORDAN 9
1.4.3 Model de PERRIN de Brichambeaut 10
1.5 Logigramme de simulation de deux modèles..... 12
1.6 Instruments de mesure de rayonnement solaire 12
1.6.1 Le pyranometer 12
1.6.2 Le Pyrheliometer 13
1.7 Station métrologie installé dans le central photovoltaïque à Ghardaïa 14
1.8 Comparaison entre les deux modèles et les mesures expérimentales 14
1.8.1 Résultats de simulation 14
1.8.2 Formule d'erreur 16
1.9 CONCLUSION 17

CHAPITRE II BASES ET TECHNOLOGIES D'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE

2 Introduction..... 18
2.1 Histoire d'énergie photovoltaïque..... 18

2.2	L'interaction photon/semi-conducteur	19
2.3	Elaboration du silicium métallurgique	19
2.4	Cellule photovoltaïque	20
2.5	Les différentes technologies de cellules photovoltaïques	22
2.5.1	Technologie en silicium cristallin	22
2.5.2	Technologie à couche mince	23
2.6	Autres types des cellules	24
2.6.1	Cellule photovoltaïque à concentration (CPV)	24
2.7	Le module photovoltaïque et le regroupement des cellules	25
	Module photovoltaïque	25
2.7.1	Regroupement des cellules en série	25
2.7.2	Regroupement de cellules en parallèle	26
2.8	Paramètres Electriques	27
2.9	La modélisation des cellules photovoltaïques	28
2.9.1	Modèle de cellule idéal	28
2.9.2	Modèle de cellule réel	29
2.10	L'influence de l'éclairement sur la cellule photovoltaïque	32
2.11	L'influence de la température sur la cellule photovoltaïque	32
2.12	Calcul de la résistance série R_s dans le point V_{co}	33
2.13	Représentation de central de Ghardaïa	33
2.14	Production et exploitation de l'énergie électrique dans le central PV de Ghardaïa	35
2.14.1	Panneaux photovoltaïques	35
2.14.2	Chaine des panneaux Photovoltaïques	35
2.14.3	Boite de raccordement (ou de jonction)	36
2.14.4	Coffret courant continu	37
2.15	Les onduleurs	37
2.16	Système de motorisation (suiveur) dans le central photovoltaïque de Ghardaïa	39
2.17	Conclusion	39

CHAPITRE III

ÉTUDE COMPARATIVE DE QUATRE SOUS-CHAMPS PHOTOVOLTAÏQUES DE CENTRAL D'OUED NECHOU

3	Introduction	40
3.1	Description de l'installation photovoltaïque d'OUED NECHOU Ghardaïa	40
3.2	Energie journalière produite par le central photovoltaïque	41
3.3	Modèle Mathématique d'un sous-champ photovoltaïque	42
3.4	Caractéristiques des panneaux PV de central de Ghardaïa	46

Sommaire

3.5	Logigramme de simulation :	47
3.6	Analyse des résultats de simulation	48
3.6.1	Discussion de résultats	49
3.7	Analyse comparative de la production entre les différents technologies	50
3.7.1	Discussion	51
3.8	Analyse comparative entre les sous champs motorisées et fixes	51
3.9	Courbes de rendement des panneaux :	53
3.9.1	Discussion	54
3.10	Pertes énergétiques.....	54
3.10.1	Pertes par non accomplissement de la puissance nominal	54
3.10.2	Pertes de mismatch ou de connexions.....	54
3.10.3	Pertes par poussière et saleté.....	55
3.10.4	Pertes angulaires et spectrales.....	55
3.10.5	Pertes par chutes ohmiques dans le câblage.....	55
3.10.6	Pertes par la température.....	55
3.10.7	Pertes par rendement de suivi du point de puissance maximum.....	56
3.11	Conclusion	56
	Références.....	58
	Conclusion générale	68
	Annexes	

Liste des figures

FIGURE I-1 : CARTE D'INSOLATION DU MONDE4

FIGURE I-2 : ILLUSTRATION DE VARIATION DE DECLINAISON PENDANT L'ANNEE.....5

FIGURE I-3 : HAUTEUR ET AZIMUT DU SOLEIL6

FIGURE I-1 : UNE CARRIERE DE SABLE SILICE A FONTAINEBLEAU (FRANCE).20

FIGURE II-2 : COUPE TRANSVERSALE D'UNE CELLULE PV.....20

FIGUREII-3 : CARACTERISTIQUES $I=f(V)$ D'UNE CELLULE PV SOUS OBSCURITE ET
ECLAIREMENT.....21

FIGURE II-4 : PANNEAU MONOCRISTALLIN.22

FIGURE II-5 : PANNEAU POLY-CRISTALLIN.....23

FIGUREII-6 : STRUCTURE D'UNE CELLULE DE SILICIUM AMORPHE.....24

FIGURE II-7 : CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE A CONCENTRATION.....25

FIGURE II-8 : COURBE COURANT-TENSION DE CELLULES REGROUPEES EN SERIES.26

FIGURE II-9 : COURBE COURANT-TENSION DE CELLULES REGROUPEES EN PARALLELES.26

FIGURE II-10 : MODELE IDEALE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE.....28

FIGURE II-11 : MODELE DE CELLULE IDEALE EN OBSCURITE.29

FIGURE II-12 : MODELE REALE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE.30

FIGURE II-13 : COURBE $I=f(V)$ ET $P=f(V)$ POUR DIFFERENTS L'ECLAIREMENT.....32

FIGURE II-14: COURBE $I=f(V)$ ET $P=f(V)$ POUR DIFFERENTS VALEURS DE TEMPERATURE.32

FIGURE II-15 : REPARTITION DES SOUS CHAMPS DANS LE CENTRAL PV.34

FIGUREII-16 : PHOTO INTERNE DE BOIT DE RACCORDEMENT.....37

FIGURE II-17 : ELEMENTS DE BOITE DE RACCORDEMENT.37

FIGURE II-18 : ONDULEUR DE CENTRAL PV.38

FIGURE II-19 : AUTOMATE PROGRAMMABLE QUI GOUVERNANT LE SYSTEME SUIVEUR.39

FIGUREIII-1 : PRODUCTION JOURNALIERE DE QUATRE JOURS TYPIQUES DANS LE CENTRAL PV
DE GHARDAÏA POUR LES SOUS CHAMPS DE STRUCTURE FIXE.....41

FIGUREIII-2 : PRODUCTION JOURNALIERE DE QUATRE JOURS TYPIQUES DANS LE CENTRAL PV
DE GHARDAÏA POUR LES SOUS CHAMPS DE STRUCTURE MOTORISE.42

FIGURE III-3 : CIRCUIT EQUIVALENT DES CELLULES MONTE EN SERIES ET EN PARALLELE ^[25].43

FIGURE III-4 : LOGIGRAMME DE PROGRAMME DE SIMULATION DE PRODUCTION DE SOUS
CHAMP.47

FIGURE III-6 : COURBE DE SIMULATION MONOCRISTALLIN48

FIGURE III-5 : COURBE DE SIMULATION POLY-CRISTALLIN MOTORISE.....48

FIGURE III-7 : COURBE DE SIMULATION MONOCRISTALLIN FIXE.....48

FIGURE III-8 : COURBE DE SIMULATION POLY-CRISTALLIN FIXE.48

FIGURE III-10 : COURBE DE SIMULATION MONOCRISTALLIN FIXE.....49

FIGURE III-13 : PRODUCTION DES QUATRE SOUS CHAMPS DE JOUR 08/03/2016.....	50
FIGURE III-12 : PRODUCTION DES QUATRE SOUS CHAMPS DE JOUR 01/03/2016.....	50
FIGURE III-14 : PRODUCTION DES QUATRE SOUS CHAMPS FIXE DE JOUR 17/03/2016.	50
FIGURE III-15 : PRODUCTION DES QUATRE SOUS CHAMPS FIXE DE JOUR 27/03/2016.....	50
FIGURE III-16 : PRODUCTION DE STRUCTURE FIXE ET MOTORISE DE JOUR 01/03/2016.....	51
FIGURE III-17 : PRODUCTION DE STRUCTURE FIXE ET MOTORISE DE JOUR 08/03/2016.....	51
FIGURE III-17 : PRODUCTION DE STRUCTURE FIXE ET MOTORISE DE JOUR 17/03/2016.....	51
FIGURE III-18 : PRODUCTION DE STRUCTURE FIXE ET MOTORISE DE JOUR 27/03/2016.....	51
FIGURE III-22 : LE RENDEMENT CALCULER DE QUATRE TECHNOLOGIES DANS LE JOUR 27/03/2016.	53
FIGURE III-21 : LE RENDEMENT CALCULER DE QUATRE TECHNOLOGIES DANS LE JOUR 17/03/2016.	53

Liste des tableaux

TABLEAU I-1 : VALEURS D'ALBEDO DU SOL P ^[10]	10
TABLEAU I-2 : VALEURS DES CONSTANTES A, A', B, C ET D EN FONCTION DE LA NATURE DU CIEL.	11
TABLEAU II-1 : RENDEMENT ET NOMBRES DE CELLULES DE PANNEAU PV.....	35
TABLEAU II-2 : NOMBRES DES CHAINES ET BOITES DE RACCORDEMENTS DE SOUS CHAMP PV.	36
TABLEAU II-3: ELEMENTS DE BOITE DE RACCORDEMENT.....	36
TABLEAU III-3 : TABLEAU COMPARATIVE DE PRODUCTION DE CHAQUE SOUS CHAMP.	52

***INTRODUCTION
GENERALE***

INTRODUCTION GENERALE

Depuis la découverte du pétrole et du gaz naturel les machines industrielles qui premièrement dépendent sur le charbon deviennent plus efficaces, moins de taille et moins de poids, l'industrie pétrochimique, mécanique, spatiale et aussi certains produits d'alimentations dépendent de façon énorme sur cette énergie. L'exploitation excessive de ces ressources crée deux grands problèmes majeurs : le premier qui est la pollution et l'influence négative de cette énergie sur l'environnement. Le deuxième problème est la limite de ces sources. Donc on peut dire il est obligé de rechercher une énergie de remplacement. Les énergies renouvelables, comme l'énergie photovoltaïque, éolienne ou hydraulique, représentent une solution de remplacement par excellence.

Chacune des énergies précédentes exigent la disponibilité de ces gisements. L'Algérie a un gisement solaire important, La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet, vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays peut couvrir certains de ses besoins en énergie solaire.

L'utilisation d'énergie photovoltaïque consiste à convertir directement le rayonnement lumineux en électricité. Les cellules solaires qui réalisent cette transformation d'énergie. La conversion photovoltaïque est basée sur l'absorption de photons dans un matériau semi-conducteur qui fournit des charges électriques, donc un courant électrique produit.

De nombreux scientifiques et chercheurs ne cessent de développer la technologie pour exploiter d'une façon optimale et mettre au service de l'être humain. Les centres, les sociétés et les laboratoires de recherches des énergies renouvelables en particulier le département de génie électrique et le département des énergies renouvelables de l'université de Kasdi Merbah Ouargla équipé de nombreux instruments, mettre à disposition des chercheurs afin d'exploiter cette énergie de façon optimale.

Dans ce travail nous sommes intéressés à la comparaison de quatre minis centrales photovoltaïques de différentes technologies. Et également à la comparaison de quatre mini centrales photovoltaïques de structure fixe et motorisé dans les conditions climatiques saharienne.

Le mémoire est présenté en trois chapitres de façon suivante:

Dans le première chapitre, nous allons présenter des modèles mathématiques empiriques qui sont développés par certains scientifiques pour estimer le rayonnement horaire de certains lieux, on va faire une comparaison entre deux modèles pour le lieu de notre étude qui est le central pilote à OUED NACHOU Ghardaïa.

Puis le deuxième chapitre sera consacré pour une présentation détaillée de bases et technologies des cellules, modules et champs photovoltaïques. En suite on va présenter système de fonctionnement et la production de central d'OUED NECHOU Ghardaïa.

Finalement dans le troisième chapitre on va faire une comparaison entre quatre sous champ de différentes technologies dans le central photovoltaïque d'OUED NECHOU Ghardaïa. En suite on va également faire une comparaison entre les sous champs de structure fixe et motorisé afin de choisir la meilleure technologie utilisé dans les systèmes photovoltaïques au Sahara d'Algérie.

CHAPITRE I

ESTIMATION DE

RAYONNEMENT

SOLAIRE

1 INTRODUCTION

Les données de rayonnement solaire sont des outils importants pour de nombreux domaines de recherche scientifique et ingénierie, notamment par exemple la climatologie, agro météorologie, hydrologie et la conception des systèmes de conversion d'énergie solaire. Beaucoup de sites d'observation du rayonnement solaire dans certaines régions peuvent être indisponibles. Par conséquent, de nombreuses formules et méthodes à été développées pour estimer le rayonnement solaire horaire, journalière et mensuel, certains formules sont simples et d'autres sont assez compliqués.

Dans ce chapitre, nous allons faire une étude d'estimation de rayonnement solaire par deux modèles empiriques (LIU&JORDAN et PERRIN de Brichambaut) à l'aide des mesures de pyranometer.

D'abord nous allons commencer par présenter L'importance de l'énergie solaire dans le monde et en Algérie. En suite nous présentons les équations utilisées dans chaque modèle.

Finalement, nous allons comparer les résultats estimés et mesurés, puis trouvé le modèle le plus proche dans les conditions climatiques de Sahara Algérienne.

1.1 Aspect énergétique

1.1.1 L'énergie solaire

Selon des mesures bien établies la puissance moyenne du rayonnement solaire hors atmosphère de la terre est 1367 W/m^2 , largement connue sous le nom de constante solaire. L'arc du la terre est plus de 10.000.000 mètre du pôle nord à l'équateur. Donc le rayon de la terre est $\frac{2}{\pi} \times 10^7 \text{ m}$, ce que permet de calculer la puissance totale du rayonnement solaire atteignant la terre est alors [2] :

$$\text{Puissance solaire} = 1367 \times \frac{4}{\pi} \times 10^{14} \approx 1.73 \times 10^{17} [\text{W}]$$

$$\text{Énergie solaire annuelle} = 1.73 \times 10^{17} \times 86400 \times 365.2422 \approx 5.46 \times 10^{24} [J]$$

Pas tout le rayonnement solaire émis par le soleil atteint les terrestres. Environ 30% du rayonnement solaire se reflète dans l'espace, 20% du rayonnement solaire est absorbé par les nuages et les molécules de l'air. Et trois quarts de surface de la terre est d'eau, mais, même si seulement 10% du rayonnement solaire total est utilisable, 0,1% de cette énergie restant peuvent alimenter le monde [2].

La figure I-1 représente le moyen de rayonnement solaire par jour, sur une surface d'un mètre carré pendant tout l'année en kilojoules. Les régions du nord de l'Afrique ont l'insolation le plus élevée.

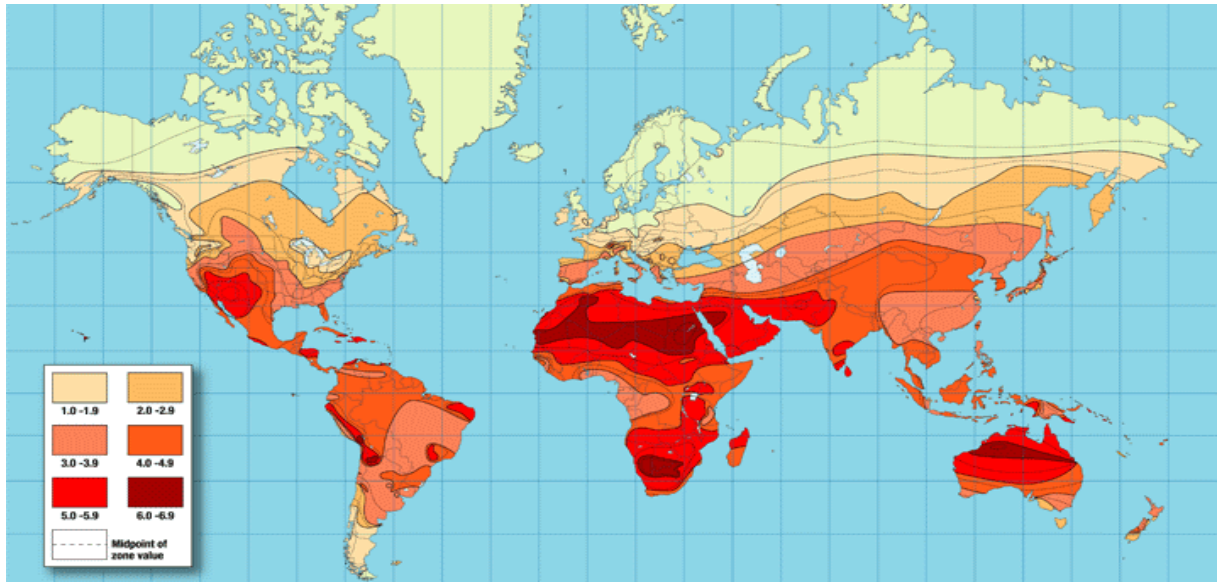


Figure I-1 : Carte d'insolation du monde.

1.1.2 L'énergie solaire en Algérie

On peut dire qu'il y peu de pays qui reçoivent autant de flux d'énergie solaire que l'Algérie car elle est située entre les latitudes 20 et 37 degrés nord [3]. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh /m²/an au nord est 2263 kWh/m²/an au sud du pays [4].

L'énergie journalière maximale moyenne (ciel clair, mois de juillet) dépasse les 6Kw/m² et l'énergie annuelle maximale en Algérie est de l'ordre de 2500 KWh/m².

1.2 Climat et représentation géographique de central photovoltaïque de Ghardaïa

Le central est réalisée par S.P.E. «Société Algérienne de production de l'électricité» sur un site à environ 15 km au nord de la ville de Ghardaïa, près du village de OUED NECHOU située à une latitude de 32°24'N et une longitude de 3°48'E avec une altitude de 566m. Le terrain d'assiette est d'une envergure de 10 hectares qui est limitée au nord et à l'ouest par la

route nationale N°01, au sud et à l'est par un terrain vague. OUED NECHOU est caractérisé par une irradiation solaire qui atteint en été des valeurs d'ordre de 900 à 1000 W/m² et un climat saharien dont les conditions climatiques sont très sévères vu la température élevée et les tempêtes de sable auxquelles les régions de sud sont soumises [26].

1.3 Paramètres et position du soleil

Avent l'étude en va donner quelques définitions et formules utilisées pour le calcul de rayonnement solaire:

1.3.1 Déclinaison et Mouvement de la Terre

La terre décrit autour du soleil une orbite elliptique quasi-circulaire avec une période de 365,25 jours. Le plan de cette orbite est appelé plan de l'écliptique. C'est au solstice d'hiver (21 décembre) que la terre est le plus près du soleil. Elle tourne sur elle même avec une période de 24 heures. Son axe de rotation (l'axe des pôles) à une orientation fixe dans l'espace, il fait un angle δ avec la normale du plan de l'écliptique qu'est appelé déclinaison. La déclinaison varie de $-23,45^\circ$ au solstice d'hiver à $+23,45^\circ$ au solstice d'été et elle est nulle aux équinoxes [5], [6].

$$\delta = 23.45 \times \sin\left[\frac{360}{365} \times (n+284)\right] \quad (I.3)$$

n : est le numéro du jour de l'année (premier janvier n=1 et dernier jour est 365)

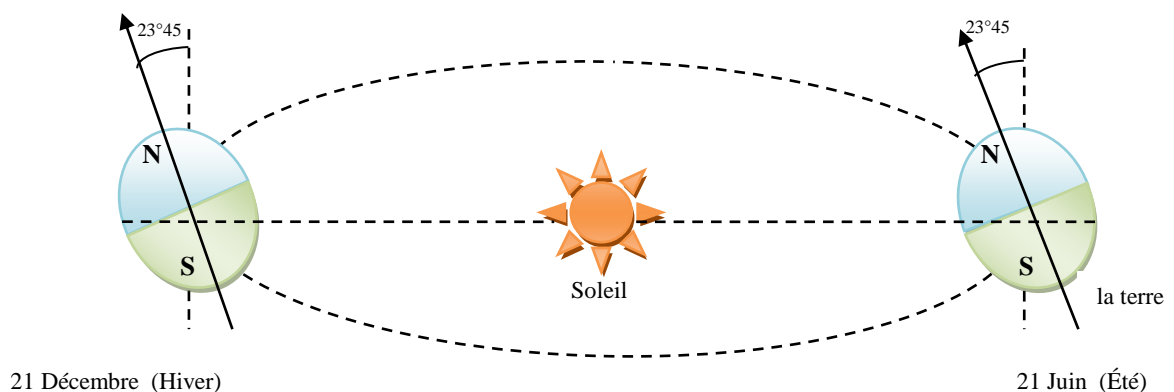


Figure I-2 Illustration de variation de déclinaison pendant l'année.

1.3.2 Cordonnées terrestres

- **Latitude Φ** : Positive dans l'hémisphère nord et négatif dans l'hémisphère sud.
- **Longitude λ** : Positive à l'ouest et négative dans l'est, le méridien (demi-cercle passant par les pôles nord et sud) origine servant à la mesure de la longitude, est celui de Greenwich.

1.3.3 Hauteur du soleil (h)

C'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal :

$$\sin(h) = \cos(\Phi) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) + \sin(\Phi) \times \sin(\delta) \quad (\text{I.4})$$

1.3.4 Azimut du soleil (α)

L'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud, cet angle étant mesuré positivement vers l'ouest, donné par la relation :

$$\sin(\alpha) = \frac{\cos(\delta) \times \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (\text{I.5})$$

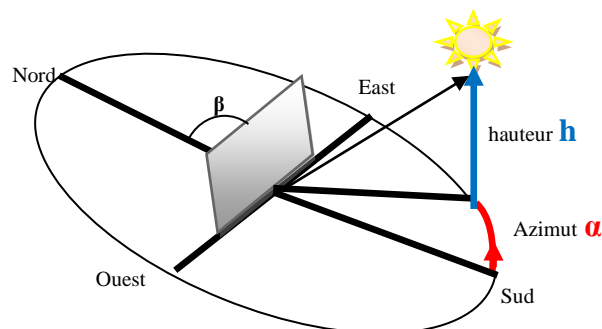


Figure III-3 Hauteur et azimut du soleil.

1.3.5 L'angle horaire (ω)

Est l'angle que fait le plan contenant le cercle horaire de l'astre avec le plan contenant le méridien céleste, il est compté sur l'équateur positivement à l'ouest et négativement à l'est la valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive dans l'après-midi et augmente de 15° par heure [6], [3].

$$\omega = 15 \times (\text{TSV} - 12) \quad (\text{I.6})$$

1.3.6 Lever et coucher de soleil

De la hauteur de soleil h on peut déduire les heures de lever et coucher de soleil:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \Phi \times \tan \delta) \quad (I.7)$$

1.3.7 Temps solaire vrai

Le temps solaire vrai est défini à partir de la rotation de la terre sur elle même. Il est donc directement lié à l'angle horaire. La terre fait un tour complet en 24H. Il est midi (12H) lorsque le soleil est au zénith, on a donc [5]:

$$TSV = TL - DE(Et + 4\lambda) \quad (I.8)$$

$$TSV \ll 1 \gg = 12 - \frac{\omega}{15}$$

$$TSV \ll c \gg = 12 + \frac{\omega}{15}$$

TL : temps légal (donné par une montre).

DE : décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich (égale 1 pour l'Algérie).

Et : est la correction de l'équation des temps. Cette correction varie au cours de l'année de -14, 3 (mn) à 16, 4 (mn). Elle peut être calculée par la formule approchée.

$$Et = 9.87 \times \sin(2 \times B) - 7.52 \times \cos(B) - 1.5 \times \cos(B) \quad (I.9)$$

Où

$$B = 0.98 \times (n - 81)$$

Et : calculée en minutes et en fraction décimale de la minute.

λ : Longitude du lieu, en degrés.

TSV « 1 » : lever de soleil en temps solaire vrai.

TSV « c » : coucher de soleil en temps solaire vrai.

1.4 Estimation empirique du rayonnement solaire horaire

Afin de calculer la quantité de rayonnement solaire reçu sur une surface à un moment et à un endroit donné, le rayonnement direct ou diffus doit être mesuré ou estimé utilisant des équations empiriques, c'est pour ça beaucoup de modèles sont développés pour estimer le rayonnement solaire direct, diffus et global (ex: Modèle de Michel CAPDEROU, PERRIN de Brichambaut, R.SUN, LIU & JORDAN, ATWATER & BALL et BIRD & HULSTROM ...).

Dans notre étude, nous nous utiliserons deux modèles empiriques modèle de LIU&JORDAN (on a utilisé le facteur de trouble de linke dans ce modèle) et modèle de PERRIN de Brichambout.

1.4.1 Facteur de trouble de Linke

La connaissance du facteur de trouble atmosphérique est nécessaire pour déterminer les irradiances par ciel clair. Ce facteur représente le nombre d'atmosphères idéales qui, si elles étaient superposées, entraîneraient la même atténuation que l'atmosphère réelle. L'avantage du facteur de linke est d'exprimer les divers paramètres, tels que la vapeur d'eau atmosphérique et les aérosols. Dans ce modèle, le facteur de trouble atmosphérique de Linke par ciel clair est donné par [7]:

$$T = T_0 + T_1 + T_2 \quad (I.10)$$

T_0 : Est le trouble dû à l'absorption gazeuse tant par les constituants fixes de l'atmosphère que par l'ozone et surtout par la vapeur d'eau. Une modélisation de ce facteur en fonction des seuls paramètres géo-astronomiques a permis à CAPDEROU de proposer l'expression suivante [5], [8]:

$$T_0 = 2.4 - 0.9 \times \sin(\Phi) + 0.1 \times (2 + \sin(\Phi)) \times A_{he} - 0.2 \times Z - (1.22 + 0.14 \times A_{he}) \times (1 - \sin(h)) \quad (I.11)$$

Où

$$A_{he} = \sin \left[\left(\frac{360}{365} \right) \times (n - 121) \right]$$

Z: altitude de lieu [Km].

T_1 : est le trouble correspondant à l'absorption par les gaz de l'atmosphère (O_2 , CO_2 et O_3) et à la diffusion moléculaire de Rayleigh donné par l'approche [7]:

$$T1 = 0.89^Z \quad (I.12)$$

T2: est le trouble relatif à la diffusion par les aérosols couplés à une légère absorption (il dépend à la fois de la nature et de la quantité des aérosols [7], [8]).

$$T2 = (0.9 + 0.4 \times A_{he}) \times (0.63)^Z \quad (I.13)$$

1.4.2 Model de LIU et JORDAN

La formule généralisée du modèle LIU et JORDAN sur un plan inclinée est donnée comme suit:

$$G_T = S_H \times R_b + D_H \times \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + (S_H + D_H) \times \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \times \rho \quad (I.14)$$

$$\text{Ou} \quad G_T = S_i + D_i + D_{ref} \quad (I.15)$$

S_i : Le rayonnement direct sur un plan incliné [W/m^2].

D_i : Le rayonnement diffus sur un plan incliné [W/m^2].

D_{ref} : Le rayonnement de réflexion de sol sur un plan incliné [W/m^2].

S_H, D_H : Le rayonnement direct et rayonnement diffus sur un plan horizontale respectivement, le rapport R_b du rayonnement direct sur la surface inclinée à celui sur d'un plan horizontale est appelé facteur géométrique (ou parfois rapport d'inclinaison) [9] :

- Dans l'hémisphère nord.

$$R_b = \frac{\cos(\delta) \times \cos(\omega) \cos(\Phi - \beta) + \sin(\delta) \times \sin(\Phi - \beta)}{\cos(\delta) \times \cos(\omega) \cos(\Phi) + \sin(\delta) \times \sin(\Phi)} \quad (I.16)$$

- Dans l'hémisphère sud.

$$R_b = \frac{\cos(\delta) \times \cos(\omega) \cos(\Phi + \beta) + \sin(\delta) \times \sin(\Phi + \beta)}{\cos(\delta) \times \cos(\omega) \cos(\Phi) + \sin(\delta) \times \sin(\Phi)} \quad (I.17)$$

- β : est l'angle d'inclinaison et ρ l'albédo du sol.

Le tableau I-1 donne quelques valeurs d'albédo du sol ρ .

Couverture du sol	Albédo ρ	Couverture du sol	Albédo ρ
Sol enneigé	0.7	Herbe sèche	0.2
Sol recouvert de feuilles mortes	0.3	Galets et pierres blanches	0.2
Herbe verte	0.26	Sol argileux	0.17
champs dorés	0.26	Plan d'eau	0.07

Tableau I-1 : Valeurs d'albédo du sol ρ [10].

Formules de rayonnement solaire sur un plan horizontal S_H et D_H

- rayonnement direct S_H pour ciel clair sur un plan horizontale donné par:

$$S_H = G_{ne} \times \sin(h) \times \exp\left(-\frac{T}{0.9 + \frac{9.4}{T_1} \times \sin(h)}\right) \quad [7], [5]. \quad (I.18)$$

Où G_{ne} est le rayonnement extraterrestre dans le plan incident normal.

$$G_{ne} = G_{sc} \times C \quad (I.19)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} C : \text{Correction distance à cause de trajectoire elliptique de la terre } \pm 3 \%. \\ C = \left(1 + 0.0334 \times \cos\left(\frac{360}{365} \times (n - 2)\right) \right) \\ G_{sc} = \text{Constante solaire } 1367 \text{ [W/m}^2\text{]}. \end{array} \right. \quad (I.20)$$

- rayonnement diffus D_H sur un plan horizontal donné par:

$$D_H = G_{ne} \times \exp\left[-1 + 1.06 \times \log(\sin(h))\right] + a - \sqrt{a^2 + b^2} \quad (I.21)$$

$$a = 1.1 \quad ; \quad b = \log(T_1 + T_2) - 2.8 + 1.02 \times (1 - \sin(h))^2 \quad (I.22)$$

1.4.3 Model de PERRIN de Brichambeaut

Le modèle empirique de PERRIN de Brichambeaut a été établi sur la base d'une série de mesures expérimentales qui ont été effectuées dans le centre de Trappes (région parisienne et de Carpentras (Midi de France), qui s'appliquent correctement à plusieurs parties du monde, à l'exception des régions qui sont caractérisées par une atmosphère trop chargée de poussières l'exemple des régions de Sahel tel que le Mali, le Niger pendant quelques périodes de l'année. Pour l'Algérie les expériences effectuées montrent la validité des formules de PERRIN de Brichambeaut au nord de l'Algérie comme au sud [10].

1.4.3.1 Rayonnement solaire sur un plan horizontal dans le modèle de Perrin

Le rayonnement global sur un plan horizontal est la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus estimé par l'expression suivante [10]:

$$G_H = S_H + D_H \quad (I.23)$$

S_H : Le rayonnement direct sur un plan horizontal [W/m^2].

D_H : Le rayonnement diffus sur un plan horizontal [W/m^2].

$$S_H = A \times \sin(h) \times \exp \left[\frac{-1}{C \times \sin(h+2)} \right] \quad (I.24)$$

Où h est la hauteur du soleil A , B et C sont des constantes donnés dans le tableau en fonction de la nature du ciel [10].

$$D_H = B \times (\sin(h))^{0.4} \quad (I.25)$$

Selon une autre approximation, le rayonnement global sur plan horizontale peut également être estimé par la formule globale de PERRIN de Brichambaut exprimée par:

$$G_H' = A' \times (\sin(h))^D \quad (I.26)$$

La nature du ciel	A	A'	B	C	D
Ciel très pur	1300	1150	87	6	1.15
Ciel moyen claire	1230	1080	125	4	1.22
Ciel pollué	1200	990	187	2.5	1.25

Tableau I-2 : Valeurs des constantes A, A', B, C et D en fonction de la nature du ciel.

1.4.3.2 Rayonnement solaire sur un plan incliné dans le modèle de Perrin

L'expression de rayonnement solaire global sur un plan incliné exprimée par [5]:

$$G_T = S + D_{ciel} + D_{sol} \quad (I.27)$$

S : Le rayonnement direct sur un plan incliné [W/m^2].

D_{ciel} : Le rayonnement diffus sur un plan incliné [W/m^2].

D_{sol} : Le rayonnement de réflexion de sol sur un plan incliné [W/m^2].

$$S = S_H \times R_b \quad (I.28)$$

Où R_b est le facteur géométrique donné dans l'équation (I-16).

$$D_{ciel} = D_H \times \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad (I.29)$$

$$D_{sol} = (S_H \times \sin(h)) \times \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \times \rho \quad (I.30)$$

1.5 Logigramme de simulation de deux modèles

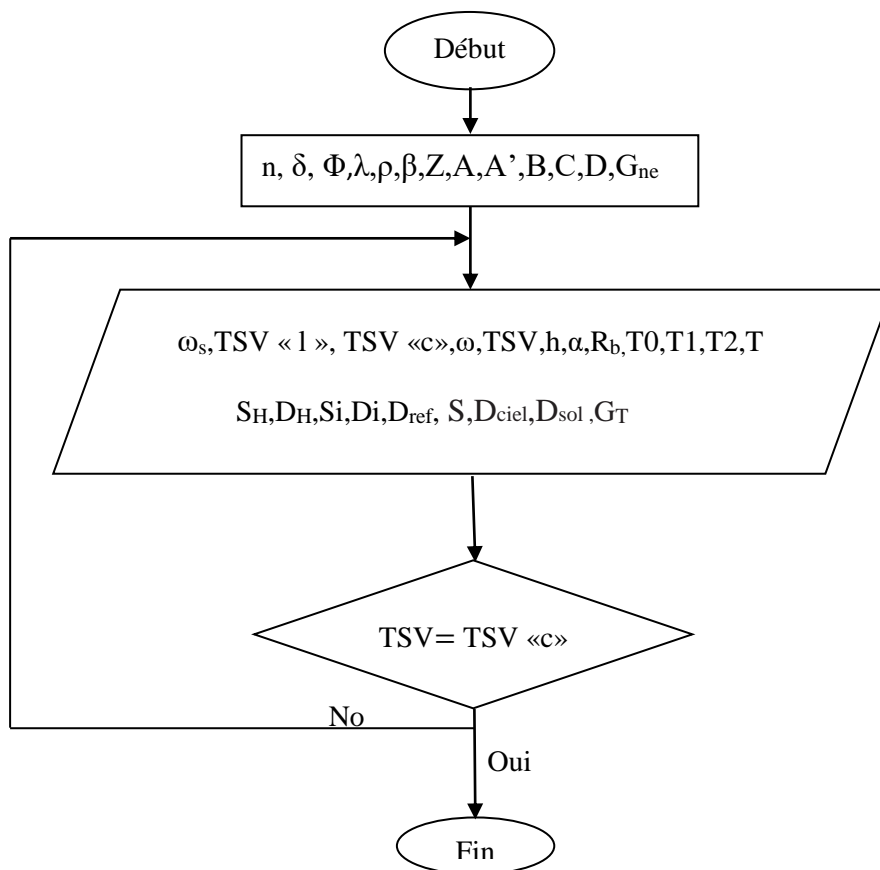


Figure I-4 : Logigramme de deux modèles.

1.6 Instruments de mesure de rayonnement solaire

Les appareils de mesures du rayonnement solaire fournissent des informations sur les conditions climatiques. Ils sont des instruments importants dans les stations météorologiques, on trouve par exemple :

1.6.1 Le pyranomètre

C'est un instrument qui peut mesurer le rayonnement direct et diffus, des capteurs de température sont utilisés dans ces équipements. La réponse du capteur de température est

proportionnelle à l'intensité lumineuse tombant sur le capteur, les signaux provenant des capteurs sont alors correctement convertis en réponse. La thermopile est généralement utilisée comme capteur de lumière. Une extrémité de la thermopile est attachée sous une plaque noire, qui se chauffe quand la lumière tombe sur elle. En raison de la conception, rayons directs et diffus tombent sur la plaque noire. La plaque noire est couverte de deux couvercles de verre hémisphériques qui sont évacués de telle sorte que la convection et les pertes de chaleur de rayonnement peuvent être minimisées. L'autre extrémité de la thermopile est placée de telle sorte qu'elle ne reçoit pas de rayonnement solaire, en raison de cette différence de température, une tension est générée. La tension générée est proportionnelle à la quantité de rayonnement tombant sur la plaque noire [12].

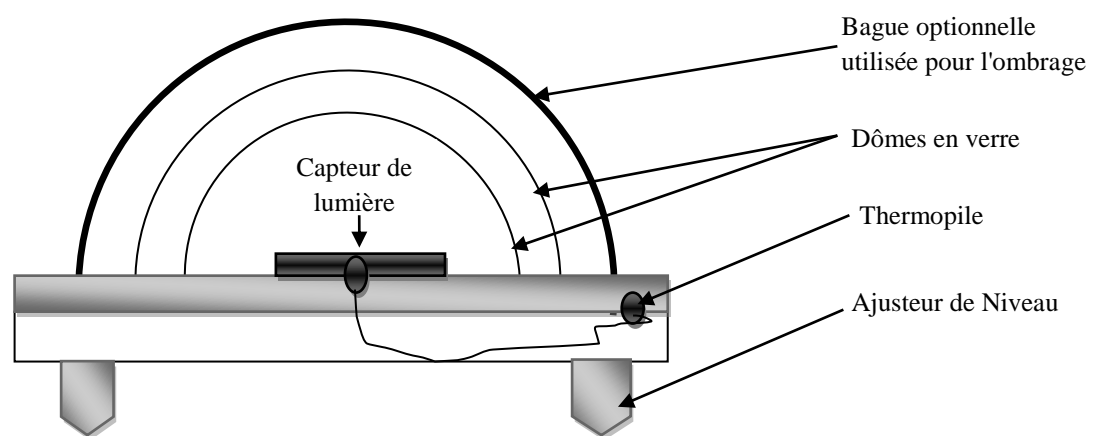


Figure I-5 : Les éléments de pyranometer.

1.6.2 Le Pyrheliometer

Instrument de mesure du rayonnement direct. L'appareil est orienté de façon que sa surface réceptrice soit normale aux rayons solaires. Il mesure le rayonnement solaire provenant de l'angle solide limité au disque solaire parvenant sur une surface unité perpendiculaire à l'axe de cet angle solide [12], [3].

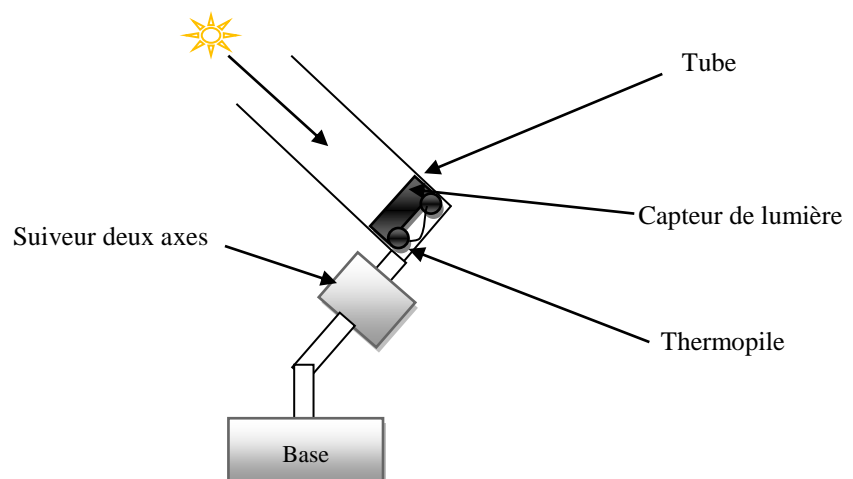


Figure I-6 : Les éléments de pyrheliometer.

1.7 Station métrologie installé dans le central photovoltaïque à Ghardaïa

La station métrologie compose essentiellement de :

- Baromètre pour mesurer la pression atmosphérique.
- Pluviomètre pour mesurer la quantité de la pluie.
- Mesure d'Humidité.
- Mesure de vitesse de vent.
- Mesure direction de vent.
- Pyranometers pour mesurer le rayonnement direct, diffuse et incliné.
- Capteur de mesure la température ambiante.
- Instrument de mesure le durée d'ensoleillement.

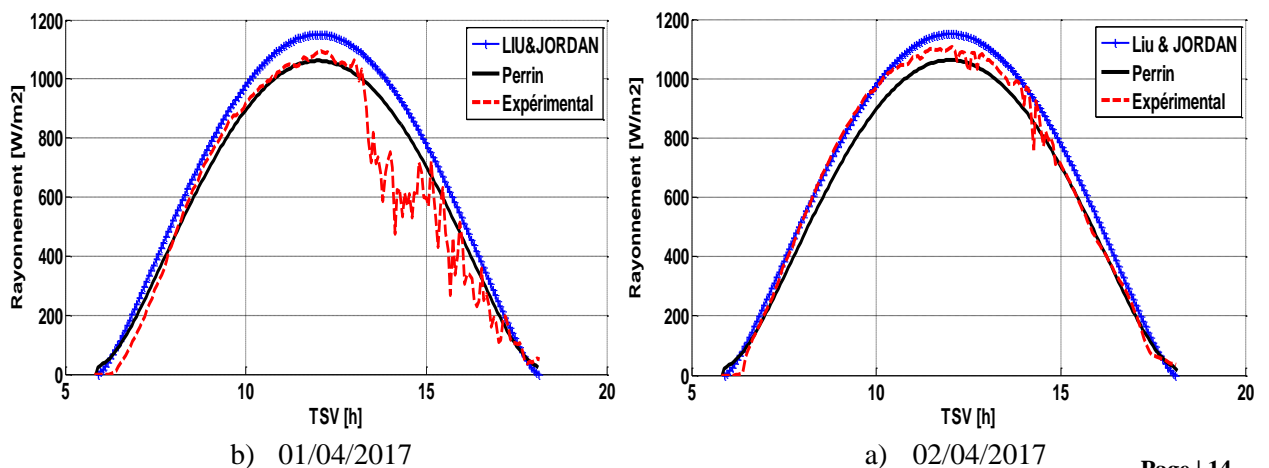


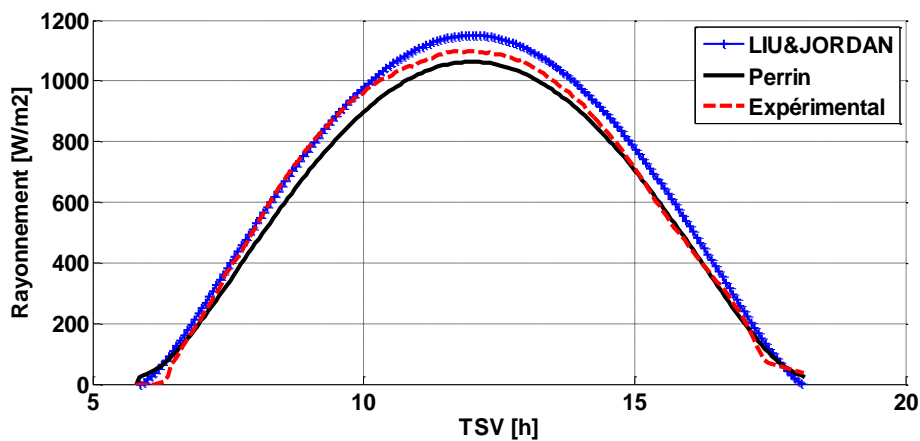
Figure I-7 : Station métrologie installer dans la centrale PV à Ghardaïa.

1.8 Comparaison entre les deux modèles et les mesures expérimentales

1.8.1 Résultats de simulation

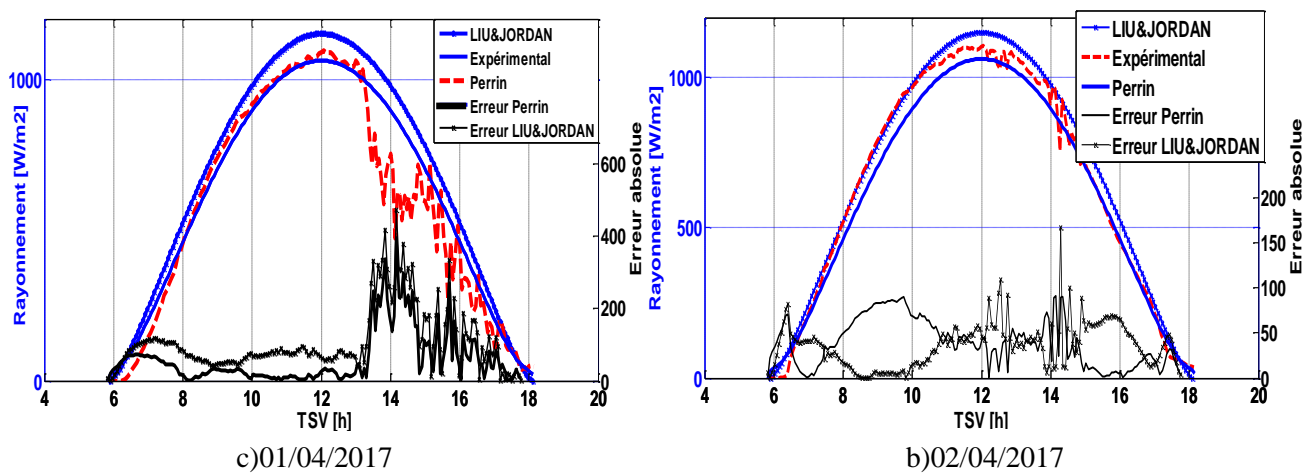
Afin de valider le modèle le plus approche on va comparer les deux modèles avec le mesure de pyranometer sous l'environnement MATLAB, les résultats sont comme suites:





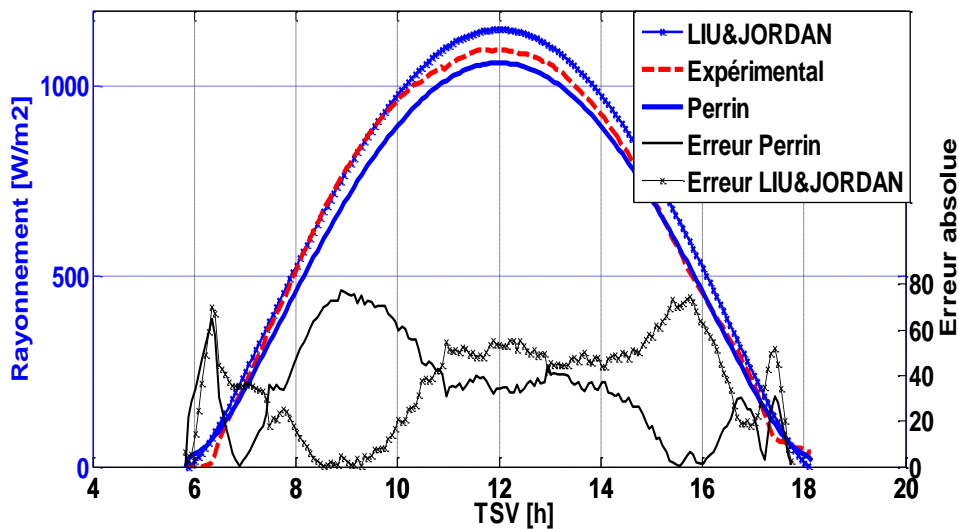
c) 03/04/2017

Figure I-8 : Rayonnement horaire estimer et expérimental.



c)01/04/2017

b)02/04/2017



c)03/04/2017

Figure I-9 : Erreur de rayonnement horaire estimer.

1.8.2 Formule d'erreur

Nous intéressons de calculer l'erreur absolue (Eabs) dans les deux modèles, et le moyen d'erreur absolue (MEabs) donnés par les équations suivants:

$$\text{Erreur absolue} = E_{\text{abs}} = |E_{\text{mesurer}} - E_{\text{estimer}}| \quad (\text{I.31})$$

E_{mesurer} , E_{estimer} sont les valeurs instantanées du rayonnement mesurer et estimer respectivement.

$$\text{Moyen d'erreur absolue} = ME_{\text{ab}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N E_{\text{abs}}(i) \% \quad (\text{I.32})$$

Où : N est valeur N^{ème} calculée.

Il est clair que, à partir de l'équation de la moyenne erreur absolue, le modèle qui a une valeur inférieure est le modèle le plus proche des valeurs mesurées.

Le tableau (I-3) représente le moyen d'erreur absolue dans chaque modèle :

Model Jour	LIU&JORDAN (Moyen d'Erreur absolue en [W/m²])	Perrin (Moyen d'Erreur absolue en [W/m²])
01/04/2017	106.8037	59.9027
02/04/2017	36.4324	39.1432
03/04/2017	36.9382	34.7454

Tableau I-3 Le moyen d'erreur absolue dans chaque modèle.

A partir les informations de tableau (I-3), l'erreur moyen de trios jours expérimentales de modèle de LIU&JORDAN est 60.05 [W/m²] et le modèle de PERRIN est 44.59 [W/m²].

On peut dire que le modèle le plus proche de mesure de trois jours pour le central photovoltaïque de Ghardaïa est le modèle de PERRIN.

1.9 CONCLUSION

Les mesures expérimentales est fait dans trois jours 01/04/2017, 02/03/2017 et 03/04/2017, le ciel était claire, sauf dans le jour 01/04/2017 où le ciel entre les heures 13 :10 à 17 :20 était nuageux.

Les valeurs calculées montrent que la comparaison est acceptable. En effet, cette confrontation entre les données expérimentales et estimées nous amène à voir que l'étude théorique est une d'analyse performante.

Le modèle de Perrin de Brichambaut peut être utilisé dans la région Saharienne pour un ciel clair.

S'il n'y a pas des mesures par le pyranometer, les données de rayonnement solaire estimées sont alors toujours disponibles en cas de manque de stations radiométriques.

CHAPITRE II
BASES ET
TECHNOLOGIES
D'ENERGIE
PHOTOVOLTAÏQUE

2 Introduction

Dans le premier partie de ce chapitre nous allons présenter le principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques, les différentes technologies des cellules photovoltaïques. En suite on va donner les modèles et les équations mathématiques qui représentent les cellules et les modules photovoltaïques. Puis on va voir l'effet de la température et le rayonnement solaire la cellule photovoltaïque à-partir les courbes courant-tension (I-V) et puissance tension (P-V).

Dans la dernière partie on va présenter le central photovoltaïque d'OUED NECHOU à Ghardaïa, les différentes technologies utilisées dans le central et le système de fonctionnement de cette dernière.

2.1 Histoire d'énergie photovoltaïque

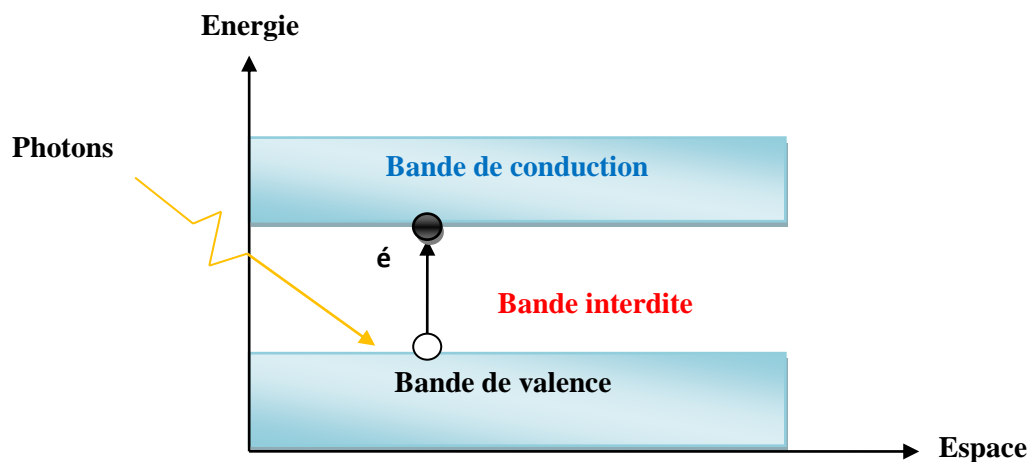
En 1839 – 1899 un phénomène physique permettant la conversion lumière en électricité l'effet photovoltaïque, a été découvert par le physicien français Alexandre Edmond Becquerel. En expérimentant des électrodes métalliques et de l'électrolyte, il découvrit que la conductance s'élève avec l'illumination. Willoughby Smith a découvert l'effet photovoltaïque dans le sélénium en 1873. En 1876, avec son élève Richard E. Day, William G. Adams a découvert que l'éclairage d'une jonction entre le sélénium et le platine a également un effet photovoltaïque. Ces deux découvertes forment la base de la première construction de cellules solaires au sélénium, construite en 1877 [13].

La première cellule photovoltaïque a été développée aux États-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photo sensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés". C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs. Mais en dépit de l'intérêt des scientifiques au cours des années, ce n'est que lors de la course vers l'espace que les cellules ont quitté les laboratoires. En effet, les cellules représentent la solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites, ainsi que dans tout site isolé.

2.2 L'interaction photon/semi-conducteur

L'écart entre les bands de valence et de conduction (ou gap), représente une caractéristique fondamentale nommer semi-conducteurs. L'association d'une cristal pure dopé négativement (type N) qui a une majorité des électrons (ex: silicium dopé par une atome de phosphore) et une cristal pure dopé positivement (type P) qui a une majorité des trous (ex: silicium dopé par un atome de bore), crée une Jonction P-N par conséquent un champ électrique produite. Une excitation énergétique externe (les photons des rayonnements solaire notre cas) permettre de contrôlé le mouvement des électrons.

Le terme « photovoltaïque » désigne le processus physique qui consiste à transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau Einstein a écrit sur l'effet photovoltaïque en postulant que la lumière pouvait entrer à l'intérieur des atomes, et que la collision entre les photons et les atomes pouvait faire sortir des électrons de leurs orbites permettant la création d'un courant électrique[4].



FigureII-1 : Transitions d'électrons dans un semi-conducteur.

2.3 Elaboration du silicium métallurgique

Le silicium existe en grande quantité dans la nature sous forme oxydée, puisqu'il est le constituant de base du sable, sous forme silice (SiO_2). Pour fabriquer du silicium pour, on va donc employer du sable sous forme de quartz cristallisé. Le procédé de raffinage est une réduction dans un four à arc électrique par du carbone. la réaction suit l'équation :



On fabrique selon ce procédé plusieurs millions de tonnes de silicium par an, dit « métallurgique ». Sa pureté est de l'ordre de 98 à 99 % [16].



Figure II-2 : Une carrière de sable silice à Fontainebleau (France).

2.4 Cellule photovoltaïque

L'élément primaire dans la construction des systèmes photovoltaïques, elle est basée sur le phénomène d'interaction photon/semi-conducteur ou effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposé à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3V et 0.7V en selon le matériau et la technologie utilisée, de sa disposition, de température de la cellule ainsi que le vieillissement de la cellule [4].

L'électrode supérieure (anode) exposée à l'illumination est une grille permettant le passage de rayons lumineux. L'électrode inférieure (cathode) est une couche métallique continue.

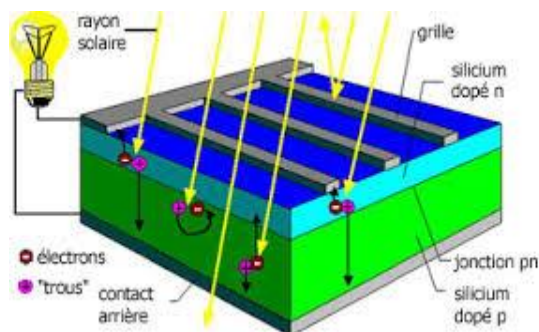


Figure II-3 : Coupe transversale d'une cellule PV.

La caractéristique d'une cellule sous obscurité est identique à celle d'une diode. Sous éclairage, la caractéristique a l'allure présentée sur la figure II-4. Il existe nombreux paramètres qui permettent de caractériser une cellule solaire. Ces paramètres sont appelés paramètres photovoltaïques et sont déduits de la caractéristique I(V) [29].

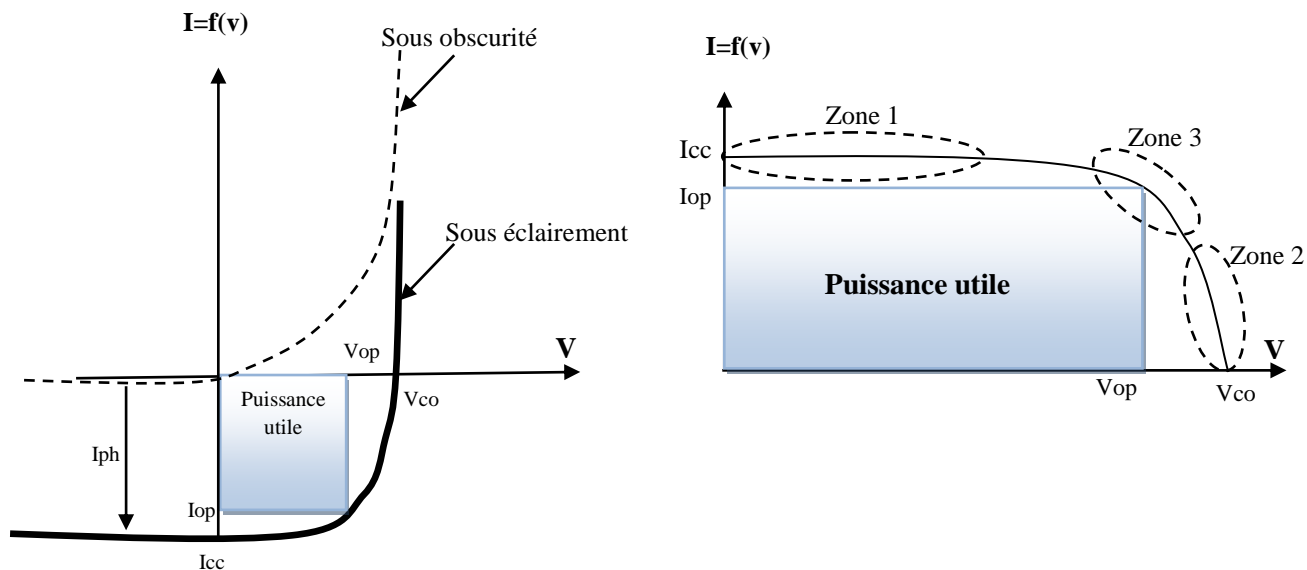


Figure II-4 : Caractéristiques $I=f(V)$ d'une cellule PV sous obscurité et éclairement.

I_{ph} : Courant généré par la cellule.

I_{cc} : Courant de court-circuit.

I_{op} : Courant optimal.

V_{op} : Tension optimale.

V_{co} : Tension de circuit ouvert.

Le point de fonctionnement optimal définit par le courant optimale et la tension optimale, celui où la cellule délivre le la puissance maximale pour une température T et rayonnement G données.

$$P_{op} = I_{op} \times V_{op} \quad (\text{II.2})$$

Les zones 1,2 et 3 délimitent la zone de fonctionnement de la cellule photovoltaïque, on peut définir les trios zones comme suite.

Zone 1 : La cellule se comporte comme un générateur de courant cela est valable lorsque la charge a une inductance faible. La résistance parallèle R_p a un rôle important dans la zone1.

Zone 2 : La cellule se comporte comme un générateur de tension lorsque la charge a une impédance importante [15].

Zone 3 : Zone de fonctionnement optimal.

2.5 Les différentes technologies de cellules photovoltaïques

Il existe différentes technologies pour réaliser les cellules photovoltaïques dont le degré de maturité, de performance et de durée de vie sont très différents, deux grandes familles de la technologie sont à distinguer, technologie en silicium cristallin et technologie à couche mince:

2.5.1 Technologie en silicium cristallin

Mono et poly-cristallin (ou multi-cristallin) la plus répandue, elle produit des cellules cristallisées sciées dans la masse sous forme de plaques épaisses de 0,15 à 0,20 mm [14]. Le silicium raffiné obtenu en diverses étapes à partir de quartz, cristallisé par tirage d'un lingot (mono) ou coulée en lingotière (poly) puis découpé en plaques.

2.5.1.1 Silicium monocristallin

Les cellules de silicium cristallin sont fabriquées à partir de silicium purifié, matériau dans lequel de petites quantités d'atomes de bore et de phosphore sont insérés pour créer des zones chargées différemment et forment la jonction donneur-accepteur. Cette famille de silicium cristallin peut regrouper les canaux de silicium d'un réseau cristallin uniforme et homogène connus comme cellule silicium monocristallin.

Le silicium monocristallin est cher à fabrication et cher en énergie, il a un bon rendement à forte et moyenne illumination. Le rendement typique d'un panneau monocristallin: 12 à 18%, plus sensible en infrarouge.

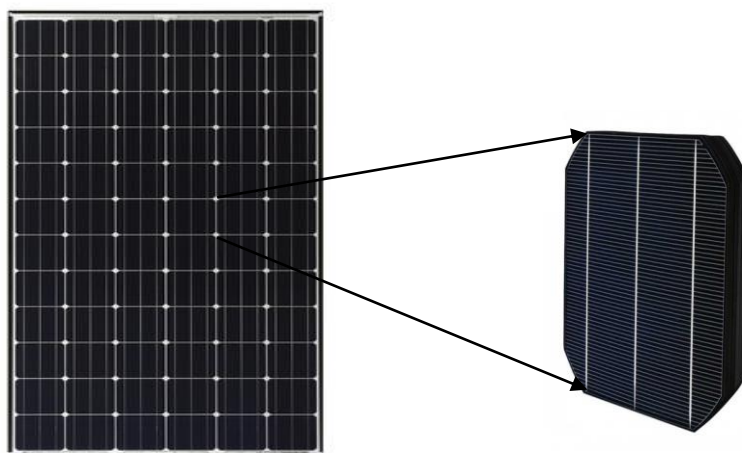


Figure II-5 : Panneau Monocristallin.

2.5.1.2 Silicium poly-cristallin

Les cristaux en silicium poly-cristallin est regrouper de plusieurs réseaux cristallins juxtaposés forment des grains dans la même cellule. Le coût est moins que le coût de monocristallin et la cellule est également moins efficace, et utilisé principalement à un éclairage modéré (de 200W / m²). Le rendement typique d'un panneau poly-cristallin: 11 à 14%. La technologie actuellement est le plus utilisée car c'est un bon compromis entre prix et performance.

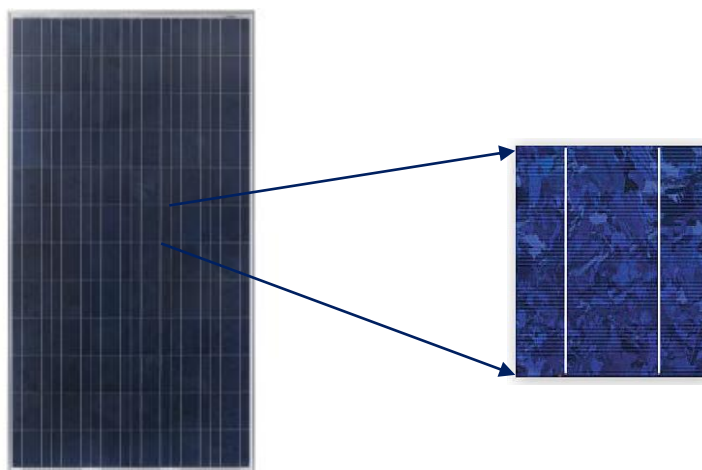


Figure II-6: Panneau Poly-cristallin.

2.5.2 Technologie à couche mince

Amorphe, Cd-Te, CIS, Ga-As, etc, plus économique en matières premières, il est basé sur le principe de pulvérisation, qui consiste à appliquer sur un substrat (verre, métal, etc.) une couche uniforme d'épaisseur inférieure à un micron, constituée d'un ou plusieurs matériaux réduits en poudre.

2.5.2.1 Le silicium amorphe (a-Si)

Dans la technologie amorphe les atomes ne sont pas rangés de façon ordonnée, certains électrons restent seuls. Les atomes d'hydrogène sont ensuite ajoutés pour créer des liaisons. Le rendement typiques d'un panneau (5 à 7%) : est beaucoup plus faibles que le silicium cristallin, il peut avoir plusieurs couches à absorber les différentes couleurs du spectre solaire par exemple une couche pour le rouge, une pour le vert, un pour le bleu. Les rendements sont ainsi considérablement améliorés.

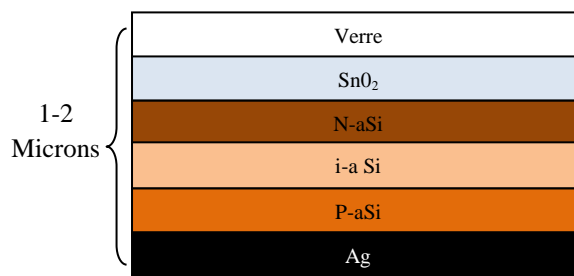


Figure II-7: Structure d'une cellule de silicium amorphe.

2.5.2.2 Tellure de cadmium (Cd-Te)

Le coût de fabrication d'une cellule au tellure de cadmium serait deux à trois fois moins important que celui d'une structure cristalline. Les cellules de Cd-Te sont produites de différentes manières. « First Solar » utilise par exemple la méthode VTD (vapor transport deposition), car elle permet de déposer de faibles épaisseurs de matériaux sur des substrats mobiles [18].

2.5.2.3 Arséniure de gallium (GaAs)

Utilisé principalement dans les applications spatiales et les concentrateurs en raison d'un prix très élevé et le rendement est très élevé 20 à 25%.

2.6 Autres types des cellules

Cellules organiques sont segment sur lequel la recherche s'intensifie en vue de produire des cellules à très faible coût pour de nouvelles applications, cellules hybrides présentent dans l'illustration ci-dessous regroupe les cellules réunissant des technologies de natures différentes pour obtenir des rendements optimisés, et cellules 3^{ème} génération multi-jonction (concentration) est le superposition de plusieurs cellules de propriétés différentes utilisant différentes bandes d'énergie permettant un balayage plus large du spectre solaire, ce type de cellule est déjà commercialisé, mais principalement pour des applications spatiales le rendement de l'ordre de 30%.

2.6.1 Cellule photovoltaïque à concentration (CPV)

Un module solaire à concentration ou (concentrated PV cells) se compose de deux plaques de verre. La première est équipée de lentilles de Fresnel. Elle est chargée de réfléchir les rayons du soleil sur la seconde plaque qui transforme alors l'énergie solaire en électricité. La lumière est concentrée sur une petite cellule photovoltaïque haute performance qui fait office

de radiateur. Il y a une toute petite utilisation de surface des cellules par rapport à la taille du module. La lumière du soleil est concentrée près de 500 fois. Côté mensurations, la gamme de panneaux SOITEC (entreprise industrielle internationale d'origine française spécialisée dans la conception et la production de matériaux semi-conducteurs.), le rendement de cellule est 40 à 43% [17].

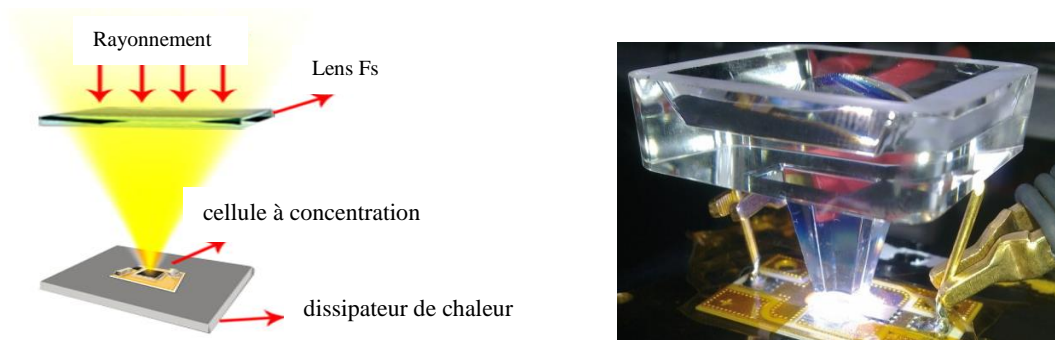


Figure II-8 : Cellule photovoltaïque à concentration.

2.7 Le module photovoltaïque et le regroupement des cellules

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 centimètres carrés, délivre au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au un volt. Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module ou un panneau photovoltaïque.

Module photovoltaïque

Un module PV (panneau) est un ensemble des cellules photovoltaïques élémentaires montées en série afin d'obtenir les caractéristiques électriques tensions, courant et puissance désirée.

2.7.1 Regroupement des cellules en série

Une association de N_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont traversées par le même courant en cas des cellules sont identiques et la tension résultante de groupement série est la somme algébrique des tensions élémentaires.

$$V_T = \sum_{i=1}^{N_s} V_{co}(i) \quad (\text{II.3})$$

En cas des cellules identiques

$$V_T = N_s \times V_{co} \tag{II.4}$$

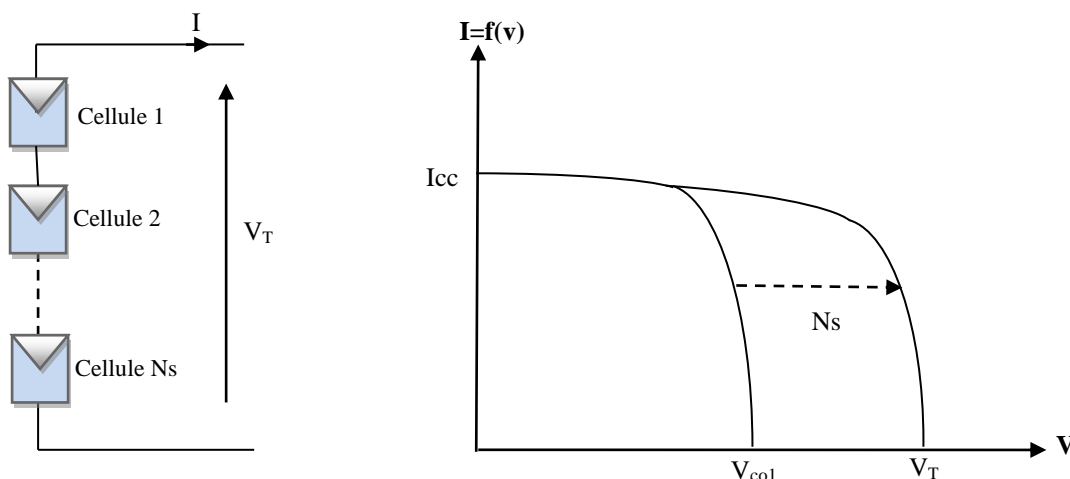


Figure II-9 : courbe courant-tension des cellules regroupées en séries .

2.7.2 Regroupement de cellules en parallèle

Une association parallèle de N_p cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur. Dans un groupement de cellules identiques connecté en parallèle, elles ont même tension et le courant est la somme des courants élémentaires [19].

$$I_{ccT} = \sum_{i=1}^{N_p} I_{cc}(i) \tag{II.5}$$

En cas des cellules identiques

$$I_T = N_p \times I_{cc} \tag{II.6}$$

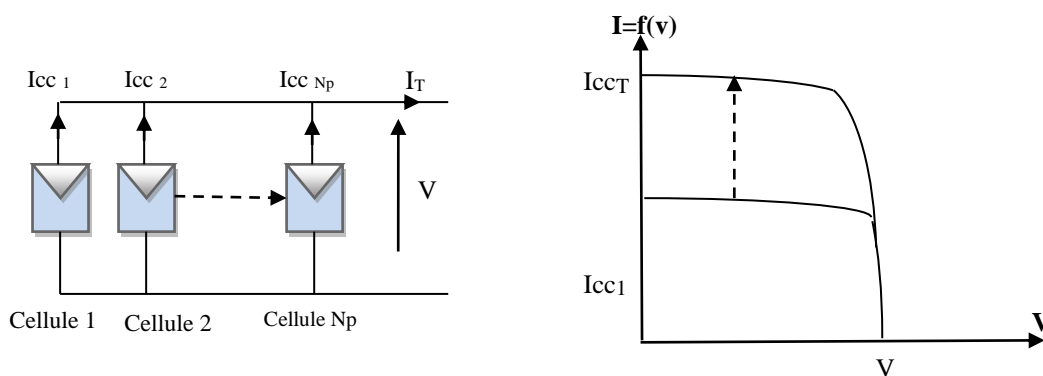


Figure II-10 : courbe courant-tension de cellules regroupées en parallèles.

2.8 Paramètres Electriques

- **Courant de court-circuit :** La courbe d'illumination est simplement décalée par rapport à la première d'une valeur I_{cc} , qui traduit la génération constante du courant par lumière. Cette valeur est appelée courant de court-circuit, la tension dans le courant de court-circuit est nulle.
- **Tension de circuit ouvert :** La valeur V_{co} à l'inverse, est la tension de la photopile sous lumière à courant nul.

$$V_{co} = V_t \times \ln\left(1 + \frac{I_{ph}}{I_s}\right) \quad (II.7)$$

Il est important de remarque que cette tension V_{co} augment avec le log de I_{ph} , donc avec le log de l'illumination. Par contre, elle décroît avec la température.

- **Facteur de forme (FF):** A partir de ces valeurs idéales, il est possible de déterminer le facteur de forme. Il indique le degré de la caractéristique courant-tension correspondant au rapport suivant :

$$FF = \frac{V_{op} \times I_{op}}{V_{co} \times I_{cc}} = \frac{P_{op}}{V_{co} \times I_{cc}} \quad (II.8)$$

V_{op} : Tension optimale.

I_{op} : Courant optimal.

- **Le rendement η :** Il est défini comme le rapport entre la puissance de sortie et la puissance absorbée. La puissance de sortie est le point de puissance optimale P_{op} d'une cellule solaire, et la puissance d'entrée est la puissance du rayonnement solaire P_{ray} [12].

$$\eta = \frac{P_{op}}{P_{ray}} = \frac{V_{op} \times I_{op}}{G \times S} = FF \frac{I_{cc} \times V_{oc}}{G \times S} \quad (II.9)$$

G : Le rayonnement solaire incident sur la surface en W/m^2 .

S : La surface de cellule ou le panneau solaire en m^2 .

2.9 La modélisation des cellules photovoltaïques

2.9.1 Modèle de cellule idéal

Le circuit équivalent le plus simple d'une cellule solaire est une source de courant en parallèle avec une diode. La sortie de la source de courant est directement proportionnelle à la lumière tombant sur la cellule (photo-courant I_{ph}). Pendant l'obscurité, la cellule solaire n'est pas un dispositif actif; elle fonctionne comme une diode, c'est-à-dire une jonction p-n. elle ne produit ni courant ni tension. Toutefois, si nous connectons une alimentation externe (grande tension), elle produit un courant, appelé courant de diode (I_D) ou courant d'obscurité [20].

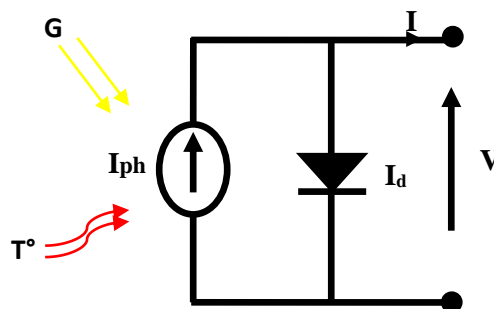


Figure II-11 : Modèle idéale d'une cellule photovoltaïque.

Avec:

I : Le courant fourni par la cellule.

$I_{ph} = I_{cc} \cdot \left(\frac{G}{1000}\right)$: Le photo-courant dépend de l'éclairement (G). Ce courant correspond aussi au courant de court-circuit dans les conditions standard.

$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{mV_T}\right) - 1 \right]$: Le courant traversant la diode.

I_0 = Le courant de saturation inverse d'une diode.

$V_T = \frac{kT}{q}$: Tension thermique.

Où:

q : Charge d'électron ($1.602 \times 10^{-19}C$).

K : Constante de Boltzmann ($1.381 \times 10^{-19}j/K$).

T : La température effective de la cellule dans le kelvin.

m : Facture d'idéalité de la diode $1 \leq m \leq 2$ [30].

En utilisant les équations ci-dessus, on peut déduire l'expression du courant délivré par la cellule photovoltaïque:

$$I = I_{ph} - I_0 \times \left[\exp\left(\frac{V+R_s \times I}{m \times V_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.10})$$

Dans le cas de circuit ouvert l'équation devient :

$$0 = I_{cc} - I_0 \times \left[\exp\left(\frac{V_{co}}{m \times V_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.11})$$

On peut calculer le courant de saturation inverse I_0 , pour un courant de court circuit et une tension de circuit ouvert donnée.

$$I_0 = \frac{I_{cc}}{\left[\exp\left(\frac{V_{co}}{m \times V_T}\right) - 1 \right]} \quad (\text{II.12})$$

Le problème de ce circuit est dans le cas où groupes des cellules sont connecté en séries, si une des cellules était en obscurité le source de courant comporte comme un circuit ouvert comme la figure II-12 montre. Cette phénomène ne représente pas ce que se passe dans la réalité (dans la réalité on vie une chute de tension pas d'absence du courant).

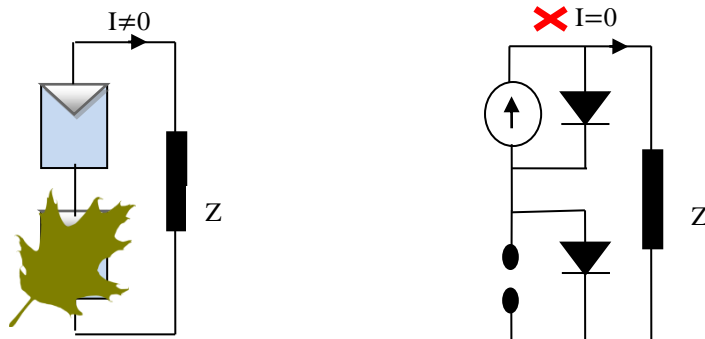


Figure II-12 : Modèle de cellule idéale en obscurité.

2.9.2 Modèle de cellule réel

Une cellule élémentaire est modélisée par le circuit équivalent bien connu de la figure II-13 ce circuit introduit une source de courant et une diode en parallèle, ainsi que de résistance en série R_s et parallèle (shunt) R_p pour tenir compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule.

La résistance série est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière. La résistance parallèle rend compte des effets,

tels que le courant de fuite par les bords de la cellule, elle est réduite du fait de la pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si cette pénétration est profonde). Ce circuit peut être utilisé aussi bien pour une cellule élémentaire.

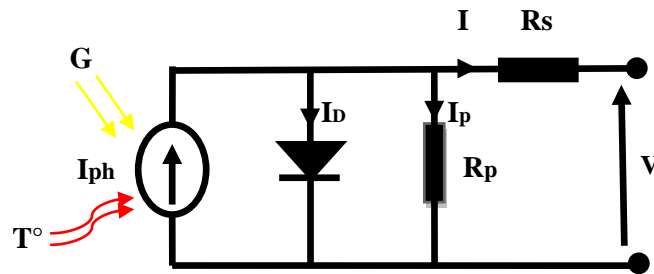


Figure II-13 : Modèle réelle d'une cellule photovoltaïque.

R_s : Résistance interne série de contact.

R_p : Résistance parallèle due aux couches semi-conductrices.

V : Tension aux bornes de la cellule.

I : Le courant fourni par de la cellule.

L'équation du courant fourni par la cellule est donnée par :

$$I = I_{ph} - I_D - I_p \tag{II.13}$$

I_{ph} : Le photo-courant.

I_D : Courant de la diode.

I_p : Le courant dérivé dans la résistance parallèle.

$$I_{ph} = I_{cc} \cdot \left(\frac{G}{1000} \right) \tag{II.14}$$

$$I_D = I_0 \left[\exp \left(\frac{V + R_s \times I}{m \times V_T} \right) - 1 \right] \tag{II.15}$$

$$I_p = \frac{V + R_s \times I}{R_p} \tag{II.16}$$

On peut écrire :

$$I = I_{cc} \cdot \left(\frac{G}{1000} \right) - I_0 \times \left[\exp \left(\frac{V + R_s \times I}{m \times V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s \times I}{R_p} \tag{II.17}$$

L'équation de I_{cc} et I_0 précédentes sont valables pour un mode de fonctionnement optimal. Pour généraliser les calculs pour différents éclairagements et températures, nous utilisons les équations suivantes [4]:

$$I_{cc}(T) = I_{cc}(T_{ref}) \times [1 + \alpha_i \times (T - T_{ref})] \quad (II.18)$$

Le courant de photopile devient [28]:

$$I_{ph}(T) = I_{cc}(T) \times \left(\frac{G}{1000} \right) \quad (II.19)$$

$$I_0(T) = I_0(T_{ref}) \times \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \times e^{\left[\left(\frac{q \times E_g}{m \times k} \right) \times \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (II.20)$$

$$I_0(T_{ref}) = \frac{I_{cc}(T_{ref})}{\left[\exp\left(\frac{V_{co}}{m \times V_T} \right) - 1 \right]} \quad (II.21)$$

$$I_D = \frac{I_0(T)}{\left[\exp\left(\frac{V + R_S \times I}{m \times V_T} \right) - 1 \right]} \quad (II.22)$$

α_i : Le coefficient de variation du courant en fonction de la température.

T_{ref} : La température de référence, 298 K (25°C).

G : L'irradiation solaire.

E_g : L'énergie de gap 1,12 eV pour le Silicium (Si) et 1,35 eV pour Germanium (Ge) [31].

$I_{cc}(T_{ref})$: Le courant dans la température de référence (I_{cc} donne dans le catalogue de panneaux solaire dans les conditions standards $T=25^\circ\text{C}$, $G=1000\text{W/m}^2$ et $AM=1.5$).

2.10 L'influence de l'éclairement sur la cellule photovoltaïque

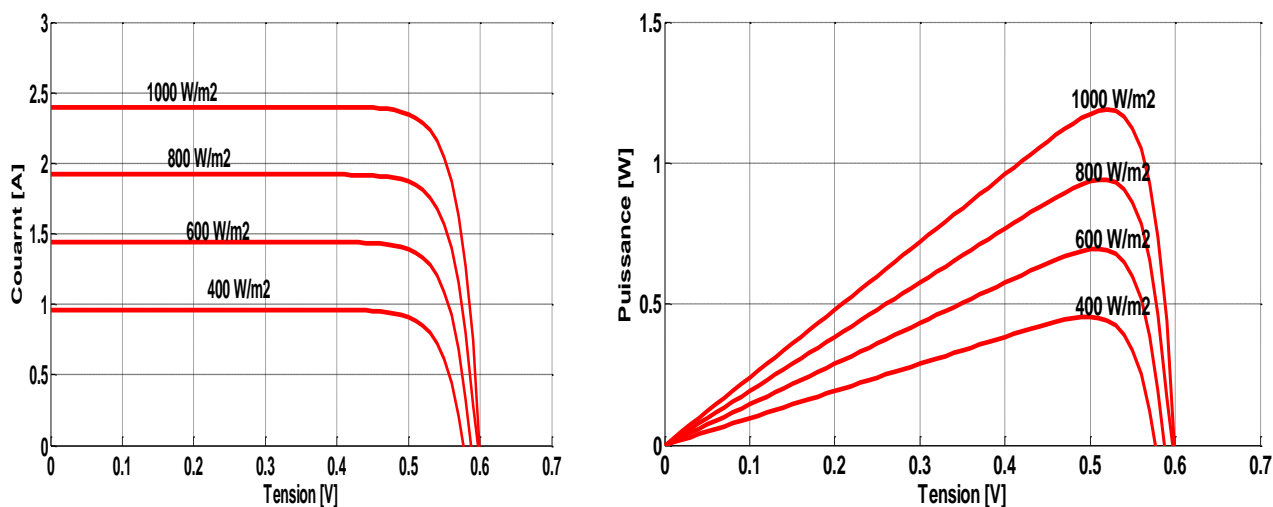


Figure II-14 : L'influence de l'éclairement sur la courbe $I=f(V)$ et $P=f(V)$.

Nous avons fixé la température pour différents éclairements pour la figure II.14 on remarque que pour l'éclairement $G=1000 \text{ w/m}^2$ le courant $I_{cc}= 2,4\text{A}$ et pour $G=800\text{w/m}^2$ le courant $I_{cc}=1,9\text{A}$ on peut voir que le courant subit une variation importante, quand l'éclairement augmente, par contre la tension varie lentement ce qui se traduit par une augmentation de la puissance, lorsque l'éclairement est augmenté [22].

2.11 L'influence de la température sur la cellule photovoltaïque

Pour un niveau d'ensoleillement G fixé et différentes valeurs de températures au niveau de la cellule. On constate que la température influe Largement sur la tension de circuit ouvert. Quand la température augmente la tension de circuit ouvert diminue. Et par contre la puissance maximale du générateur subit une diminution lorsque la température augmente voir figure II-15.

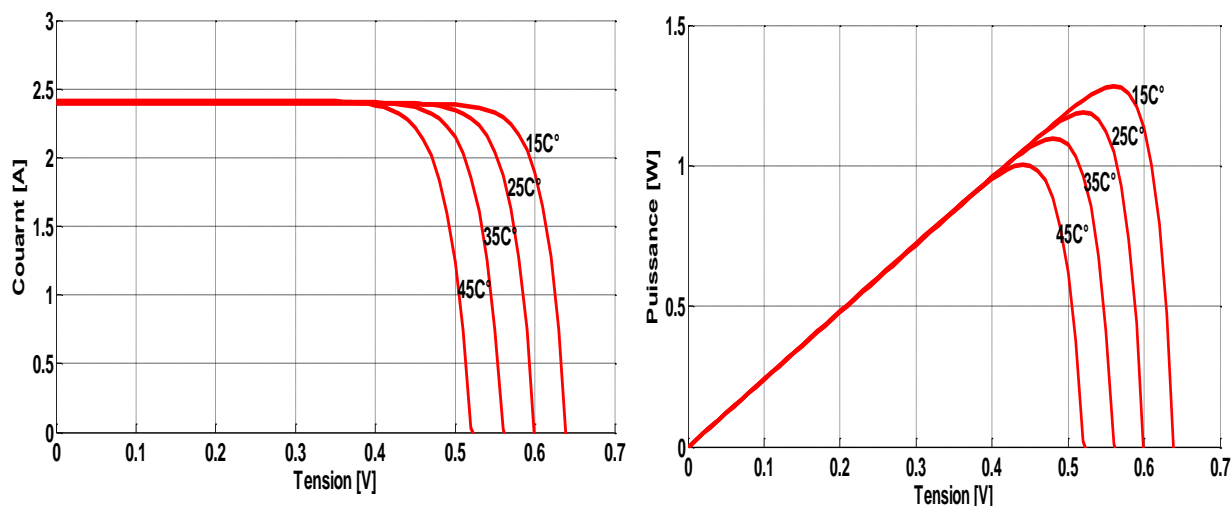


Figure II-15: L'influence de la température sur la courbe $I=f(V)$ et $P=f(V)$.

2.12 Calcul de la résistance série R_s dans le point V_{co}

La résistance série influe largement au courbe de caractéristique I-V au voisinage de point V_{co} . La valeur de R_s est calculée en évaluant la pente $\frac{dV}{dI}$ de la courbe I-V au point V_{co} . L'équation de R_s est dérivée en différenciant l'équation (II.23) puis en la réarrangeant le terme de R_s [23].

$$I = I_{cc} - I_0 \times \left[e^{q \left(\frac{V+I \times R_s}{m \times K \times T} \right)} - 1 \right] \quad (II.23)$$

$$dI = 0 - I_0 \times q \left(\frac{dV + R_s \times dI}{m \times K \times T} \right) \times e^{q \left(\frac{V+I \times R_s}{m \times K \times T} \right)} \quad (II.24)$$

$$R_s = - \frac{dV}{dI} - \frac{mKT/q}{I_0 \times e^{q \left(\frac{V+I \times R_s}{m \times K \times T} \right)}} \quad (II.25)$$

$$R_s = - \frac{dV}{dI} \Big|_{V_{co}} - \frac{mKT/q}{I_0 \times e^{q \left(\frac{V+I \times R_s}{m \times K \times T} \right)}} \quad (II.26)$$

$\frac{dV}{dI} \Big|_{V_{co}}$: est la pente de la courbe I-V au point V_{co} (Utilisez la courbe I-V de la fiche technique de panneau PV pour calculer la pente au point V_{co}) [23].

2.13 Représentation de central de Ghardaïa

Le central solaire photovoltaïque de Ghardaïa, s'inscrit dans le cadre du programme de développement des énergies renouvelables, mandatée par la Société Algérienne de Production d'Electricité (SPE), la Compagnie de l'Engineering de l'Electricité et du Gaz (CEEG) a procédé à l'ouverture des plis des offres techniques relatives à ce projet, le 28 Mars 2011 et le 21 décembre 2011 à l'ouverture et à l'évaluation des offres financières, le marché a été attribué au groupement ABB Italie / ABB Algérie.

Ce central pilote permettra de tester le comportement de ce genre d'équipements et son adaptation au climat du sud. La réalisation de ce central à aussi pour objectif d'évaluer la rentabilité des panneaux photovoltaïques avant de généraliser cette opération sur le territoire national.

Début de la phase étude de l'ingénierie par le groupement ABB Italie / ABB Algérie : le 12/02/2012.

- ✓ Début des travaux de génie civil par SNC INDÉAL BATISSE le 28/05/2012.
- ✓ Début des travaux d'ETTERKIB le 22/08/2013.
- ✓ Début des essais de commissionnement (commissionning) 27 mars 2014.
- ✓ La mise en service partiel 11 juin 2014.

La mise en service semi industriel – MSSSI, non déclaré encore.

Le central est d'une puissance nominale d'environ 1100 kWc (crête), elle est consiste de :

- Post de garde.
- Boitement de commande.
- Poste d'évacuation.

Le central est un projet «pilote», partagée en huit (08) sous-champs; contenant quatre (04) modules photovoltaïques de technologie différentes et deux (02) type de structures (fixe et Motorisé).

- Sous champ (1) : 105 KWc en silicium monocristallin structure motorisé.
- Sous champ (2) : 98.7 KWc en silicium poly cristallin structure motorisé.
- Sous champ (3) : 100.8 KWc en couche minces (Tellurure de cadmium Cd-Te) structure fixe.
- Sous champ (4) : 100.116 KWc en silicium amorphe structure fixe.
- Sous champ (5) : 105 KWc en silicium monocristallin structure fixe.
- Sous champ (6) : 98.7 KWc en silicium poly cristallin structure fixe.
- Sous champ (7) : 255 KWc en silicium monocristallin structure fixe.
- Sous champ (8) : 258.5 KWc en silicium poly cristallin structure fixe.

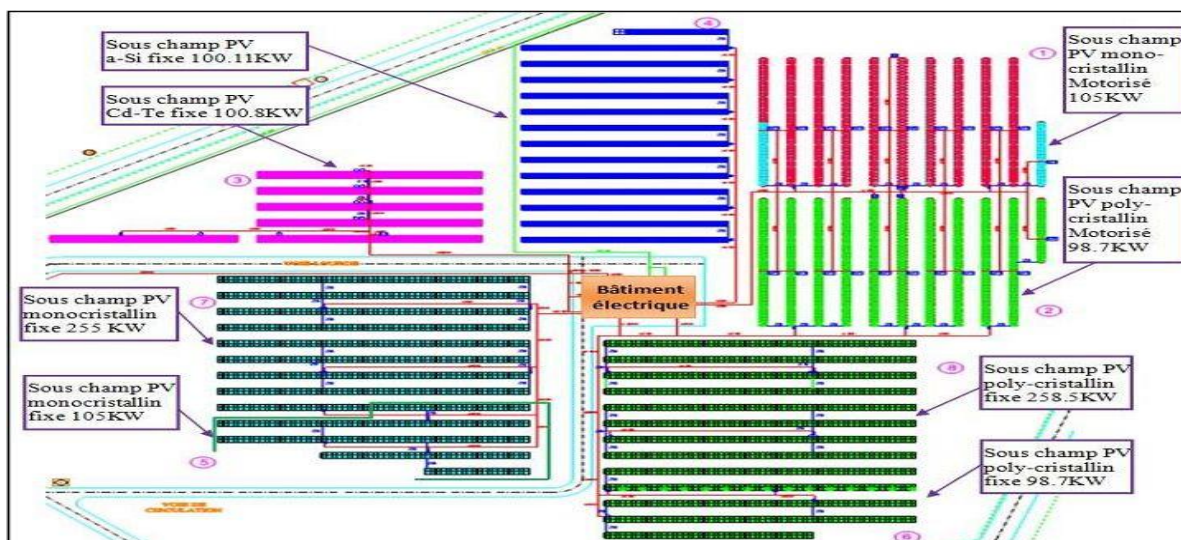


Figure II-16 : Répartition des sous champs dans le central PV.

2.14 Production et exploitation de l'énergie électrique dans le central PV de Ghardaïa

Le central est divisé sur huit (8) sous champs, chaque sous champ et consiste de :

- Panneaux photovoltaïques.
- Chaîne des panneaux PV.
- Boîtes de raccordement (ou de jonction).

2.14.1 Panneaux photovoltaïques

Est la base de central photovoltaïque, il est constitué de plusieurs cellules montées en séries afin d'augmenter la tension de sortie. Le tableau suivant montre le nombre de cellules et le rendement de chaque module utilisé dans le central:

Type de Module	N° de cellule	Marque	Rendement %
Monocristallin	60	ATERSA	13 à 17
poly-cristallin	60	ATERSA	12 à 14
silicium amorphe	72	SCHOTT PROTECT	5 à 8
Cd-Te couche mince	154	FIRST SOLAR	11.1

Tableau II-1 : Rendement et nombres de cellules de panneau PV.

2.14.2 Chaîne des panneaux Photovoltaïques

La tension d'un panneau photovoltaïque varie entre 30V à 50V, l'entrée de l'onduleur faut être varié entre 430V à 880V afin d'assurer la conversion de tension en courant alternatif. Certain nombre de panneaux sont reliés en séries sous forme d'une chaîne photovoltaïque de façon à augmenter la tension de la chaîne photovoltaïque à la tension d'entrer de l'onduleur (430V à 880V). Le tableau II-2 représente le nombre de panneaux photovoltaïques dans une chaîne, la tension de cette dernière et le nombre de boîtes de raccordements dans chaque sous champ de central de Ghardaïa :

Type De Sous-champ	N° de Panneaux par chaîne	N° de Chaines dans le sous champ	Tension de la chaîne (V)	N° de Boite de jonction
Monocristallin fixe 255KWc	20	51	590.6	07
Poly cristallin fixe 258.5 KWc	20	55	580.8	07
Amorphe 100.11 KWc	18	54	547.2	07
Couche mince Cd-Te 100.8 KW c	12	105	582	14
Monocristallin Fixe 105 KW	20	21	590.6	03
Polycristallin Fixe 98.7 KWc	20	21	580.8	03
Monocristallin Motorise 105 KWc	20	21	590.6	03
Poly cristallin Motorise 98.7KWc	20	21	580.8	03

Tableau II-2 : Nombres des chaînes et boîtes de raccordements de sous champ PV.

2.14.3 Boite de raccordement (ou de jonction)

La boîte de raccordement est le siège de connexion des câblages de sorties du chaque chaîne en parallèle pour augmenté le courant. Peut être port huit (8) chaînes (+ et -) au maximum, dans la sortie de la boîte en trouve un grand câble (+ / -) qui aliment l'onduleur solaire, la boîte contient de :

Composant	Description	Composant	Description
01	Port-fusible double 32A	11	Module PLC-AI531-XC
02	Borne 300 MMQ	12	Module PLC-AI541-XC
03	Alimentateur	13	Plaque PLC-TU516-XC
04	Borne jaune-verte 35MMQ	14	Plaque PLC-TU518-XC
05	Bloc d'arrête	15	Shunts en parallèle
06	Parafoudre	16	Borne 6 MMQ-jaune-vert
07	Interrupteur générale	17	Borne 6 MMQ-tronçonnable
08	Borne 35 MMQ-Bleue	18	Séparateur
09	Borne 35 MMQ-Grise	19	Transducteur voltométrique
10	Convertisseur	20	Bloc d'arrêt haut

Tableau II-3 : éléments de boîte de raccordement.

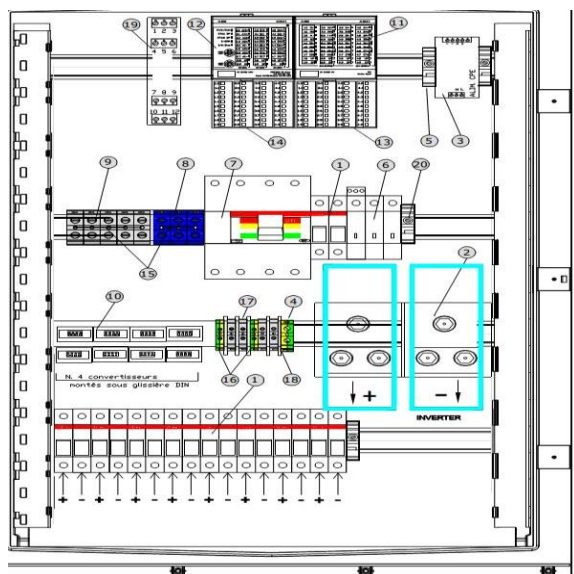


Figure II-17 : éléments de boîte de raccordement.

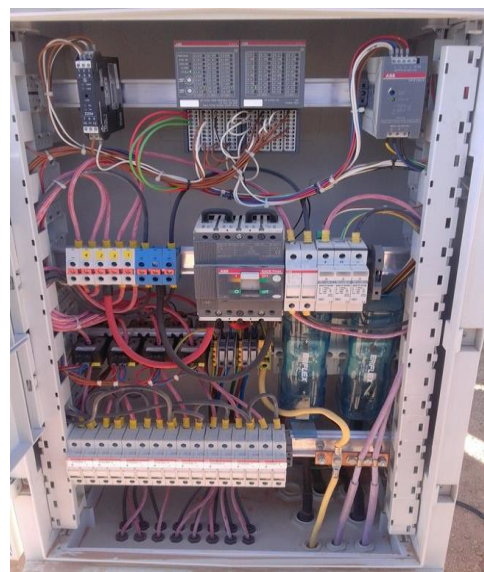


Figure II-18 : photo interne de boît de raccordement.

Après le raccordement au niveau de la boîte, les boîtes d'un sous champ sont tous connectés en parallèle au coffret courant continu.

2.14.4 Coffret courant continu

Chaque boîte de raccordement est connectée à travers un câble à un coffret courant continu situé à proximité de l'onduleur de référence dans le bâtiment électrique. Dans le coffret courant continu il y a le parallèle de toutes les boîtes de jonction d'un sous-champ. La sortie du coffret est grand plus(+) et moins(-) pour chaque sous champ, après la sortie va directement à l'onduleur.

Dans les coffrets, groupe de fusibles seront mis en parallèle, pour chaque fusible sur un côté il y aura la connexion du câble en courant continu provenant de la boîte de raccordement correspondante, tandis que l'autre côté du fusible sera mis en parallèle avec d'autres fusibles sur la barre en cuivre.

2.15 Les onduleurs

Est le dispositif que permette de convertir le courant continu produit par les panneaux photovoltaïques, vers un courant alternatif. Le système dans le central est réalisé par plusieurs onduleurs en parallèle intégrés dans ce système, chaque sous-champ possède son propre onduleur.

La forme d'onde de la tension de sortie est sinusoïdale. La distorsion harmonique maximale du courant injectée sur réseau ne dépasser pas 3% total et 2% de chaque harmonique.



Figure II -19 : Onduleur de central PV.

Il consiste de :

- Dispositif de sectionnement.
- Protection contre les surtensions.
- Filtre RFI sur côté PV.
- Poursuite du point de puissance Maximale (MPPT).
- Détection de défaut de la terre.
- entrée du champ PV à fusible.
- Contacteur de réseau coté AC.
- Filtre décharge ligne AC filtre côté AC.

Le démarrage de l'onduleur est conditionné par la surveillance de la tension du champ photovoltaïque. La valeur de référence pour le démarrage du système est liée à un paramètre de contrôle modifiable en local par un clavier et à distance par le protocole de communication, la marge de tension de démarrage dans le centrale est 430V à 880V courant continu la sortie est 400V alternative.

2.16 Système de motorisation (suiveur) dans le central photovoltaïque de Ghardaïa

Système de motorisation (ou système suiveur) dans le central photovoltaïque de Ghardaïa est basé essentiellement sur l'estimation de coucher, lever et le mouvement horaire de soleil par une étude de 8 mois de lieu de installation. L'étude est faite par une société espagnole, cette étude est traduite dans un automate programmable permet de contrôler le mouvement des panneaux photovoltaïques (le mouvement des panneaux est presque chaque quatre jusqu'à cinq minutes). Le sous champ est composé de dix barres qui portent les panneaux photovoltaïques, chaque barre a un moteur permettre d'orienté les panneaux PV. L'alimentation des moteurs est successive pour éviter la consommation d'énergie par les moteurs en même temps.

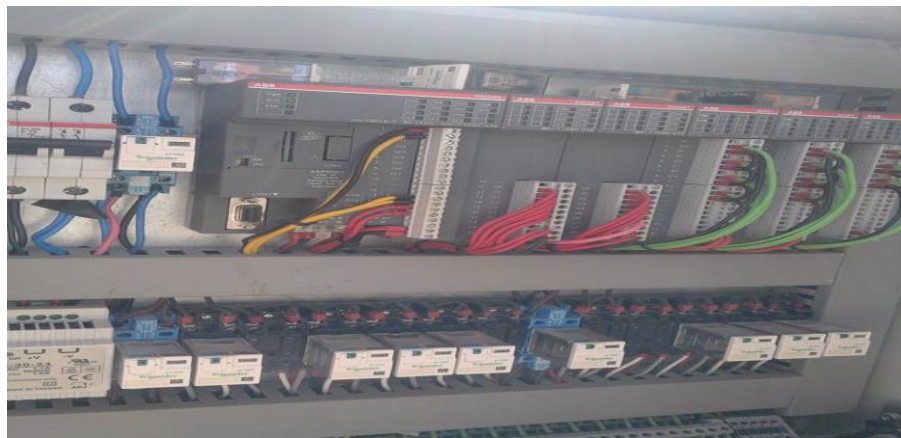


Figure II-20: Automate programmable qui gouvernant le système suiveur.

2.17 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu que la cellule photovoltaïque présente une caractéristique courant-tension $I(V)$ non linéaire, présente un point de puissance maximal caractérisé par un courant maximal et tension maximale et qu'elle peut être modélisée par un circuit électrique simple. On a vu que le rendement des cellules est faible mais il y'a des solutions technologiques qui permet d'augmenter le rendement de cette dernière par exemple la cellule à concentration.

Dans deuxième partie on a présenté les systèmes électriques qui se composent le champ photovoltaïque de Ghardaïa qui est l'un des projets de l'exploitation les énergies renouvelables en l'Algérie.

CHAPITRE III

ÉTUDE COMPARATIVE

DE QUATRE SOUS-

CHAMPS

PHOTOVOLTAÏQUES DE

CENTRAL D'OUED

3 Introduction

Dans ce chapitre on a fait nos études sur quatre jours exemplaires de rayonnement et température différente.

Premièrement, nous allons faire une comparaison sur l'énergie produite par le central entre les sous-champs de différentes technologies et puis entre les sous champs de structure fixe et motorisées. Après nous allons faire une simulation de la puissance produite sous l'environnement MATLAB.

Finalement on va comparer la puissance réelle produite par les sous champs de différentes technologies et puis entre la structure fixe et motorisé.

3.1 Description de l'installation photovoltaïque d'OUED NECHOU Ghardaïa

Le central d'OUED NECHOU Ghardaïa est équipé récemment d'une installation photovoltaïque connectée au réseau, d'une puissance crête de 1.1MWc.

L'installation est orientée en plein sud et l'angle d'inclinaison des panneaux est de 30°. Elle est composée de quatre types de panneaux solaires : monocristallins, poly-cristallins, Tellurure de cadmium (Cd-Te) et l'amorphes.

L'électricité est produite en courant continu par les modules, puis transformée en courant alternatif. L'électricité, produite et injectée sur le réseau, puis comptabilisée par un compteur de production électrique.

Cette installation photovoltaïque est dédiée à l'étude des performances des quatre technologies; monocristallin, poly-cristallin, Cd-Te et l'amorphe sous les conditions climatiques de sud.



Figure III-1 : Installation photovoltaïque d'OUED NECHOU Ghardaïa.

3.2 Énergie journalière produite par le central photovoltaïque

Le but essentiel dans central est de produire une énergie propre moins d'harmoniques et le plus long temps possible. L'énergie produite par le central est injectée dans le réseau de distribution centre (SDC) de 30KV.

Le coût de kilowatt heure exporté par le central photovoltaïque est 12,00 DA et le kilowatt heure importé par le réseau de distribution de SDC est 04,00 DA, une politique reflète l'encouragement de SONELGAZ sur exploitation et l'investissement dans le domaine des énergies renouvelables par les consommateurs, la figure III-2 et figure III-3 représente la production de quatre jours exemplaires de central photovoltaïque de Ghardaïa.

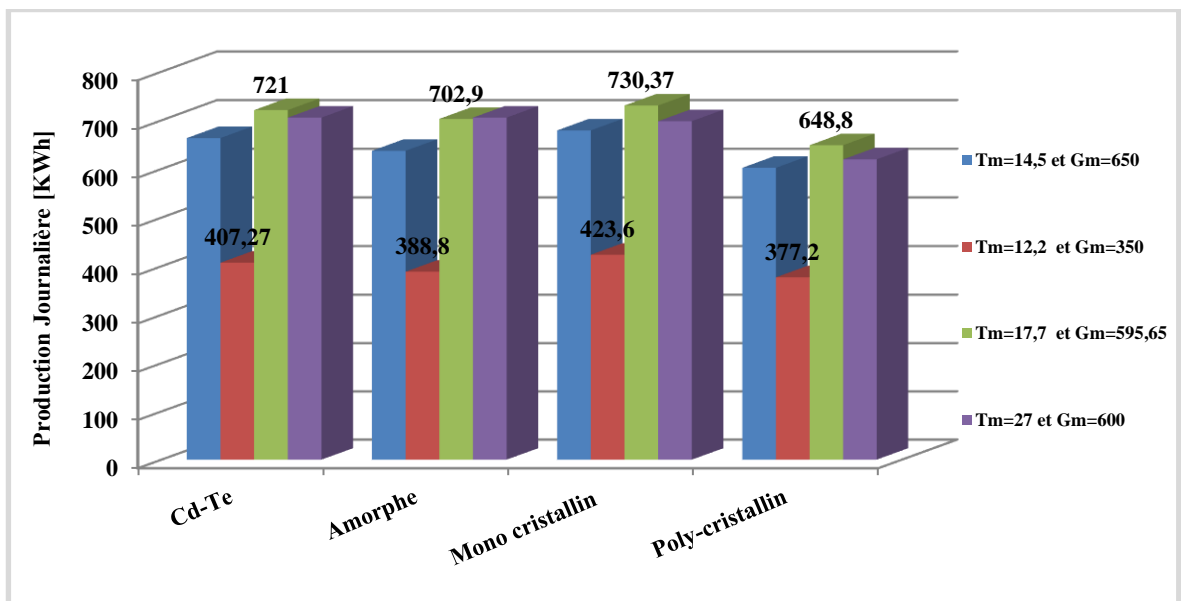


Figure III-2 : Production journalière de quatre jours typiques dans le central PV de Ghardaïa pour les sous-champs de structure fixe.

Tm : Température moyenne de jour de test [°C].

Gm= Rayonnement moyen de jour de test [W/m²]

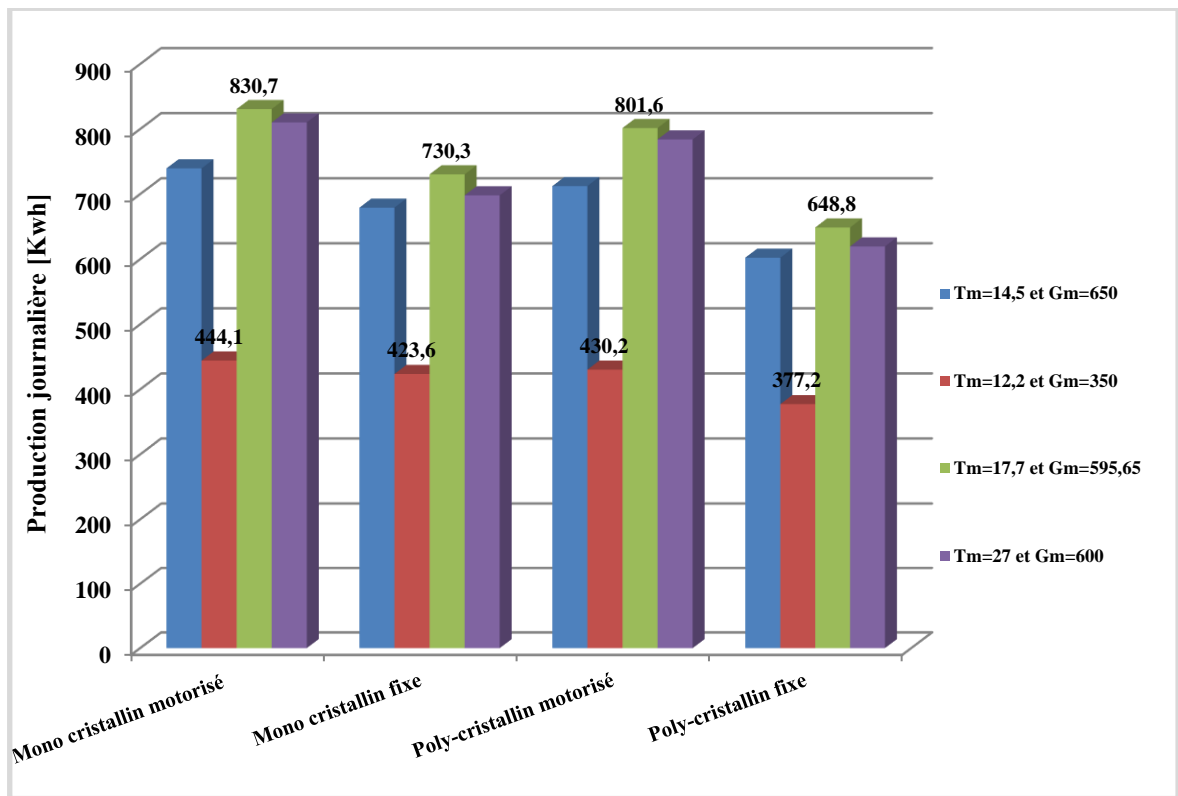


Figure III-3 : Production journalière de quatre jours typiques dans le central PV de Ghardaïa pour les sous champs de structure fixe et motorisée.

Le jour 01/03/2016 : la température ambiante moyenne 14,5°C et rayonnement moyen 650W/m².

Le jour 08/03/2016 : la température ambiante moyenne 12,5°C et rayonnement moyen 350W/m².

Le jour 17/03/2016 : la température ambiante moyenne 17,7°C et rayonnement moyen 559,65W/m².

Le jour 27/03/2016 : la température ambiante moyenne 27°C et rayonnement moyen 600W/m².

3.3 Modèle Mathématique d'un sous-champ photovoltaïque

La modélisation est une étape très importante dans le dimensionnement d'une installation photovoltaïque. Dans cette partie on va essayer de modéliser le central photovoltaïque installé à Ghardaïa par des équations mathématiques.

La stratégie de la modélisation d'un sous-champ photovoltaïque n'est pas très différente de la modélisation d'une cellule photovoltaïque. Le modèle est similaire, considérez les mêmes

paramètres, mais les paramètres de nombres des cellules photovoltaïques séries et parallèle pris en compte.

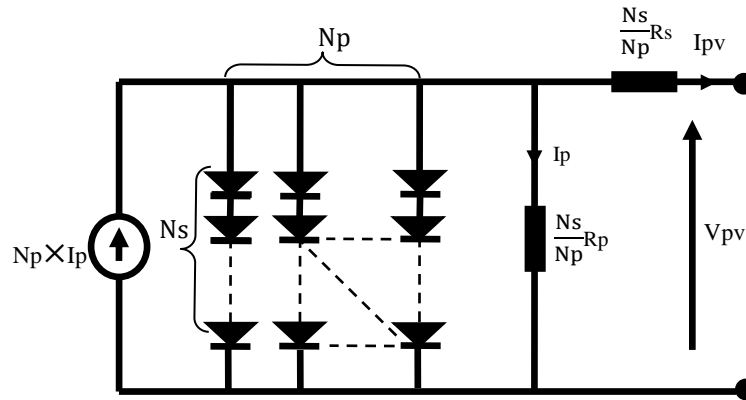


Figure III-4 : Circuit équivalent des cellules monté en séries et en parallèle [25].

$$I_{pv} = N_p \times I_{ph} - N_p \times I_D - N_p \times I_p \tag{III.1}$$

Où

I_{pv} : le courant total produit par le sous champ.

I_{ph} : le photo-courant produit par un seul panneau PV.

I_D : courant de diode.

I_p : courant de fuite due la résistance parallèle.

N_p : nombres de panneaux en parallèle.

$$I_{ph} = I_{cc}(T) \times \left(\frac{G}{1000} \right) \tag{III.2}$$

$$I_{cc}(T) = I_{cc}(T_{ref}) \times [1 + \alpha_i \times (T - T_{ref})] \tag{III.3}$$

$I_{cc}(T)$: Courant de court circuit dans une température T donnée.

$I_{cc}(T_{ref})$: Le courant de court circuit dans les conditions standards ($T=25^\circ\text{C}$, $G=1000\text{W/m}^2$ et $AM=1.5$)

T_{ref} : température de conditions standards en $[\text{°K}]$, $T_{ref} = 25 + 273 [\text{°K}]$.

G : rayonnement solaire incident sur le panneau PV en $[\text{w/m}^2]$.

α_i : Coefficient de température du courant.

$$I_D = I_0(T) \times \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + \frac{R_s \times I_{pv}}{N_s}}{m \times V_T}\right) - 1 \right] \quad (III.4)$$

$$I_0(T) = I_0(T_{ref}) \times \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^3 \times \exp\left[\left(\frac{q \times E_g}{m \times k}\right) \times \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (III.5)$$

$$I_0(T_{ref}) = \frac{I_{cc}(T_{ref}) + \alpha_i(\Delta T)}{\left[\exp\left(\frac{V_{copv} + \alpha_v \times \Delta T}{\frac{N_s}{m \times V_T}}\right) - 1 \right]} \quad (III.6)$$

$I_0(T)$: Courant de saturation inverse dans une température donnée.

V_{pv} : tension de sortie d'une chaîne photovoltaïque.

R_s : résistance série d'un panneau photovoltaïque.

N_s : Nombres des cellules en série dans une chaîne photovoltaïque.

$$N_s = N_c \times N_{SM} \quad (III.7)$$

N_c : Nombres des panneaux photovoltaïques dans une chaîne photovoltaïque.

N_{SM} : Nombres de cellules en série dans un panneau photovoltaïque.

m : facteur d'idéalité de la diode.

V_t : tension thermique de la diode

$$V_t = V_{t_{ref}} \times \frac{T}{T_{ref}}$$

$$V_{t_{ref}} = \frac{kT}{q}$$

$$I_p = \frac{\frac{V_{pv} + R_s \times I_{pv}}{N_s} \times I_{pv}}{R_p} \quad (III.8)$$

$$V_{CO_{pv}} = \left[V_{CO_{ref}} + \alpha_v \times \frac{T}{T_{ref}} \right] \quad [25] \quad (III.9)$$

$$V_{CO_{ref}} = V_{CO} \times N_{ch} \quad (III.10)$$

$V_{CO_{pv}}$: Tension de sortie d'une chaîne photovoltaïque (des panneaux en séries).

$V_{CO_{ref}}$: Tension référence de sortie d'une chaîne photovoltaïque dans les conditions standards ($T=25^\circ\text{C}$, $G=1000\text{W}/\text{m}^2$, $AM=1.5$).

V_{co} : Tension de circuit-ouvert de panneau photovoltaïque.

L'équation de courant de sortie de sous-champ est une équation non-linéaire, pour résoudre le système on va utiliser la méthode de Newton Raphson pour trouver le courant de sortie de sous champ pour une tension V_{pv} donnée.

$$I_{pv}(n+1) = I_{pv}(n) - \frac{f(I_{pv}(n))}{f'(I_{pv}(n))} \quad (III.11)$$

$$I_{pv} = N_p \times I_{ph} - N_p \times I_0(T) \times \left[\exp\left(\frac{\frac{V_{pv}}{N_s} + \frac{R_s \times I_{pv}}{N_s}}{m \times V_T}\right) - 1 \right] - N_p \times \frac{V_{pv} + R_s \times I_{pv}}{R_p \times N_s} \quad (III.12)$$

La résistance de fuit R_p est supposée très grande pour simplifier la simulation donc $I_p \approx 0$.

L'équation (III.12) devient :

$$I_{pv} = N_p \times I_{ph} - N_p \times I_0(T) \times \left[\exp\left(\frac{\frac{V_{pv}}{N_s} + \frac{R_s \times I_{pv}}{N_s}}{m \times V_T}\right) - 1 \right] \quad (III.13)$$

$$f(I_{pv}) = 0 = N_p \times I_{ph} - I_{pv} - N_p \times I_0(T) \times \left[\exp\left(\frac{\frac{V_{pv}}{N_s} + \frac{R_s \times I_{pv}}{N_s}}{m \times V_T}\right) - 1 \right] \quad (III.14)$$

$$f'(I_{pv}) = -1 - N_p \times I_0(T) \times \left(\frac{R_s \times I_{pv}}{m \times V_T \times N_s} \right) \times \left[\exp\left(\frac{\frac{V_{pv}}{N_s} + \frac{R_s \times I_{pv}}{N_s}}{m \times V_T}\right) \right] \quad (III.15)$$

$$I_{pv}(n+1) = I_{pv}(n) - \frac{N_p \times I_{ph} - I_{pv}(n) - N_p \times I_0(T) \times \left(\exp\left(\frac{V_{pv}(n) + R_s \times I_{pv}(n)}{N_s \times m \times V_T}\right) - 1 \right)}{-1 - N_p \times I_0(T) \times \left(\frac{R_s \times I_{pv}(n)}{m \times V_T \times N_s} \right) \times \exp\left(\frac{V_{pv}(n) + R_s \times I_{pv}(n)}{N_s \times m \times V_T}\right)}$$

3.4 Caractéristiques des panneaux PV de central de Ghardaïa

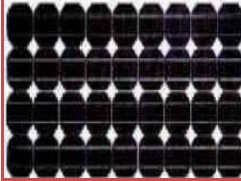
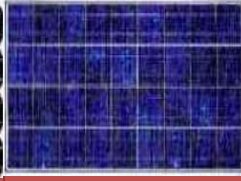
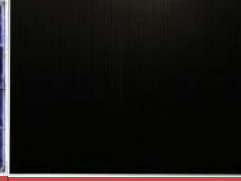

				
	Silicium monocristallin	Silicium poly-cristallin	Cd-Te multi – couche	Silicium amorphe
Type	ATERSA A 250M	ATERSA A-235P	SCHOTT PROTECT ASI-103	FIRST SOLAR FS-380
Puissance Crête [W]	250	235	103	80
Rendement [%]	15.35	14.43	11.1	7.1
Tension optimale [V]	30.35	29.04	30.4	48.5
Courant optimal [A]	8.24	8.1	3.39	1.65
Tension de circuit ouvert [V]	37.62	36.94	41.1	60.8
Courant de C.C [A]	8.79	8.64	4	1.88
NOCT[C°]	47 +/- 2	47 +/- 2	49	45
α_i [K°]	0.03%	0.04%	0.08%	0.04%
α_v [K°]	-0.34%	-0.32%	-0.33%	-0.2%

Tableau III-1: Fiche technique de chaque panneau PV[32].

3.5 Logigramme de simulation :

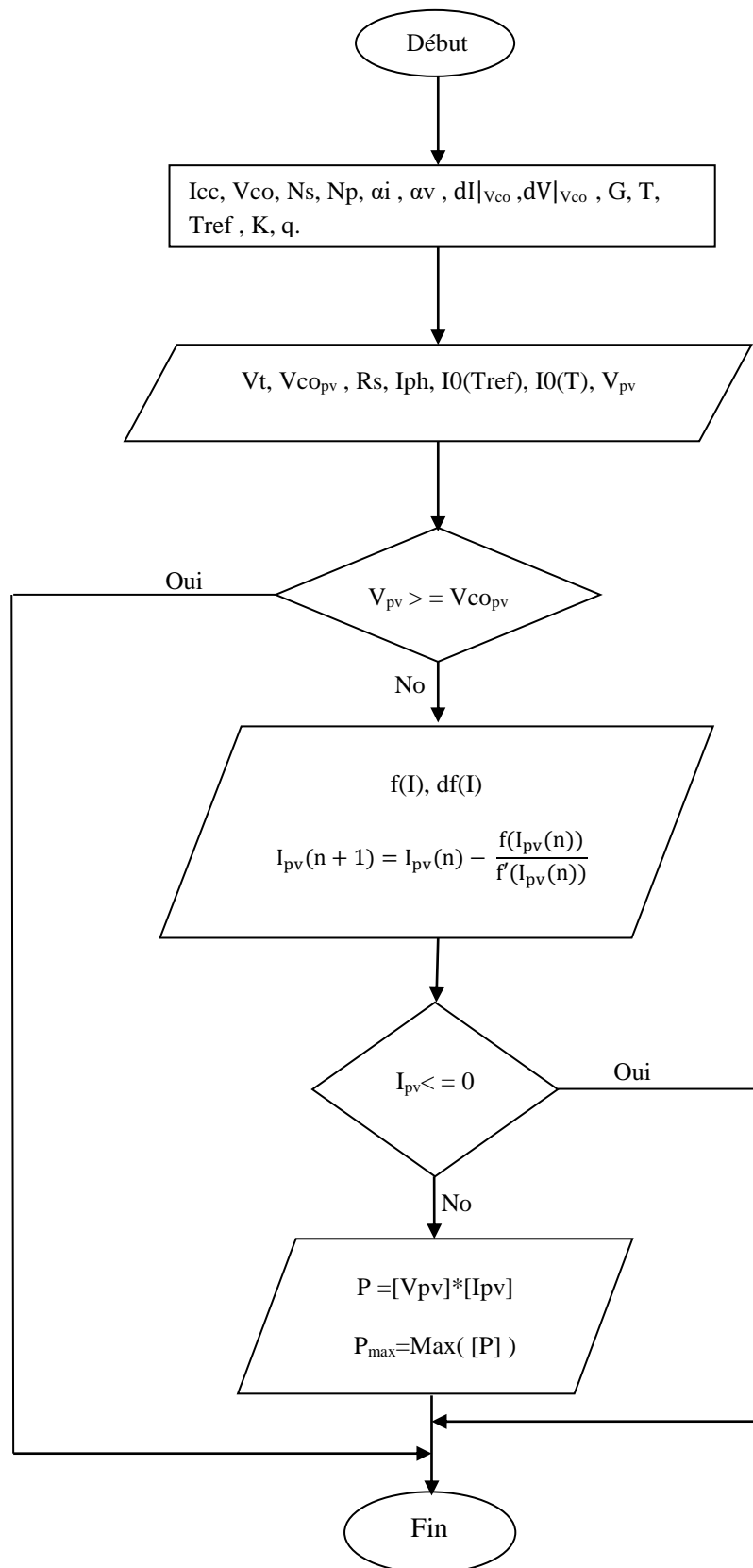


Figure III-5 : Logigramme de programme de simulation de production de sous champ.

3.6 Analyse des résultats de simulation

On a utilisé dans la simulation les données réelles de central de jour 01/03/2016, les mesures de rayonnement sont obtenues par la cellule calibrée, et la température interne, mesurée par le capteur de température installée au niveau de panneau PV.

La sortie de puissance électrique est obtenue et évaluée sous différentes technologies de sous champs (mono, poly, Cd-Te et l'amorphe) et avec différentes structures de module motorisée et fixe on a obtenu les résultats suivants :

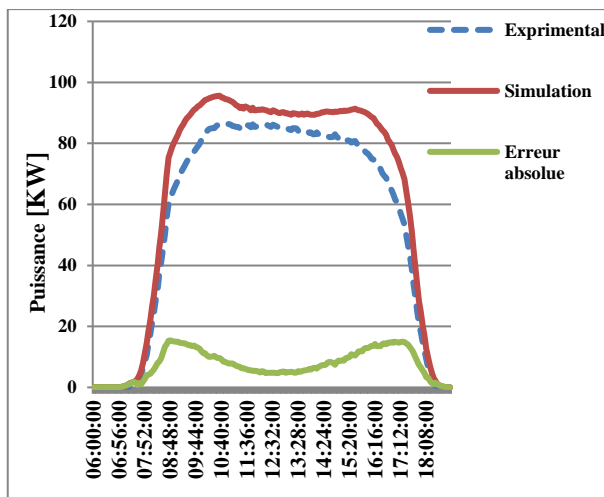


Figure III-6 : Courbe de simulation monocristallin motorisé dans le jour 01/03/2016.

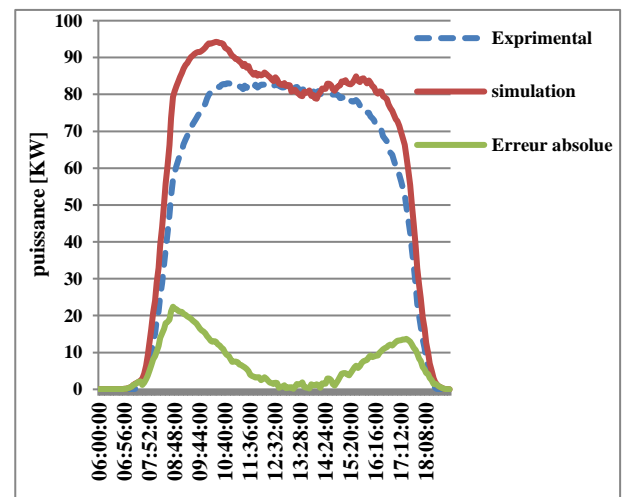


Figure III-7 : Courbe de simulation poly-cristallin motorisé dans le jour 01/03/2016.

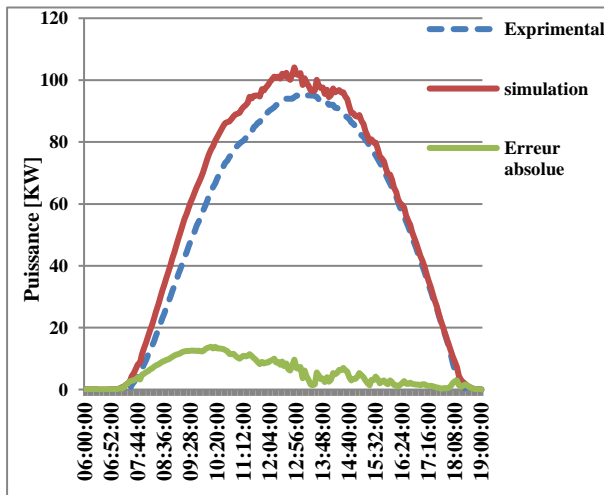


Figure III-8 : Courbe de simulation Cd-Te fixe dans le jour 01/03/2016.

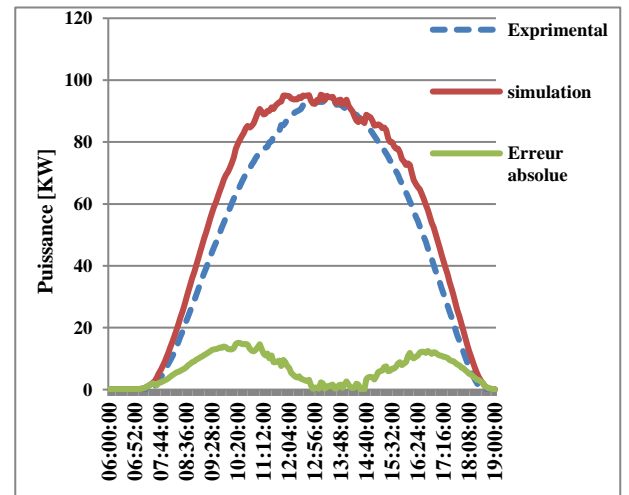


Figure III-9 : Courbe de simulation amorphe fixe dans le jour 01/03/2016.

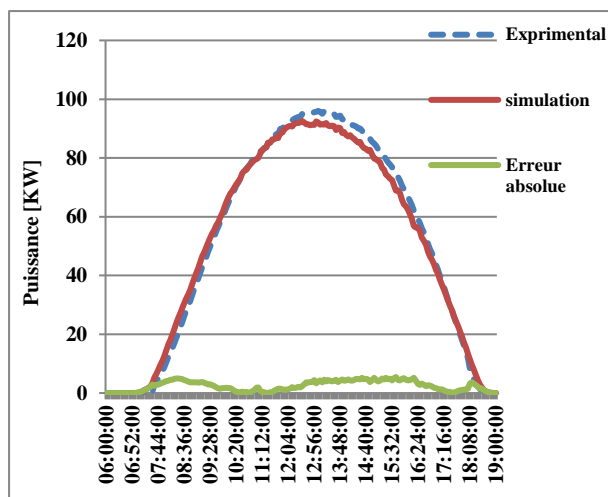


Figure III-10 : Courbe de simulation monocristallin fixe de jour 01/03/2016.

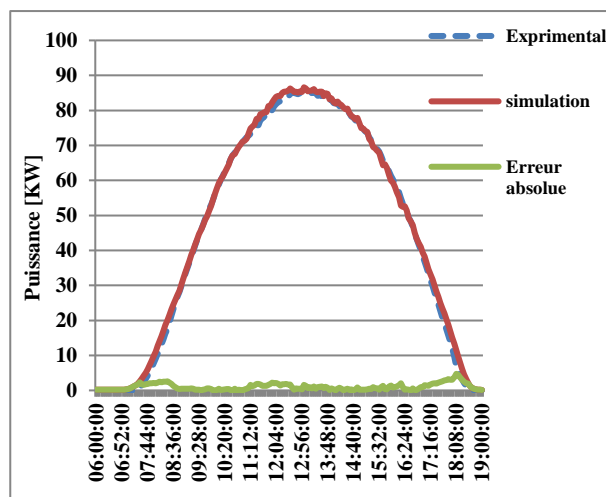


Figure III-11 : Courbe de simulation Polycristallin fixe de jour 01/03/2016.

3.6.1 Discussion de résultats

On voit que la simulation est très proche des valeurs mesurées dans la structure fixe. Cependant, dans la structure motorisée, la simulation dans le temps (08:00 à 10:00) est supérieure aux valeurs mesurées, la différence maximale est de 13 Kw.

L'erreur absolue dans la structure motorisée monocristallin et poly-cristallin est un peu grande, le pourcentage de moyenne erreur absolue dans le monocristallin motorisé est 13,25% et poly-cristallin motorisé est 12,40%. Dans la structure fixe, le pourcentage de moyenne erreur absolue de monocristallin est 4,73%, poly-cristallin 2,20%, le Cd-Te 10,48% et L'amorphe 12,93%.

Le tableau III-2 Montre l'erreur maximum prévu et mesuré de la puissance de sortie :

Sous-champ	Erreur [Kw]	Moyenne erreur absolue [Kw]	Pourcentage de moyenne erreur absolue [%]
Mono cristallin motorisé		7.5	13.25
Poly-cristallin motorisé		6.75	12.40
Cd-Te fixe		5.32	10.48
Amorphe fixe		6.30	12.93
Monocristallin fixe		2.46	4.73
Poly-cristallin fixe		1.01	2.20

Tableau III-2: Erreur de simulation dans chaque sous champ.

3.7 Analyse comparative de la production entre les différents technologies

Les figures (III.12, 13, 14 et 15) représentent l'évolution de la puissance produite par le central photovoltaïque dans les quatre jours 01, 08, 17 et 27 mars 2016 pour les sous champs fixes qui sont sous champ monocristallin, poly-cristallin, Cd-Te et L'amorphe à une capacité de production de 100KWc pour chaque sous champ :

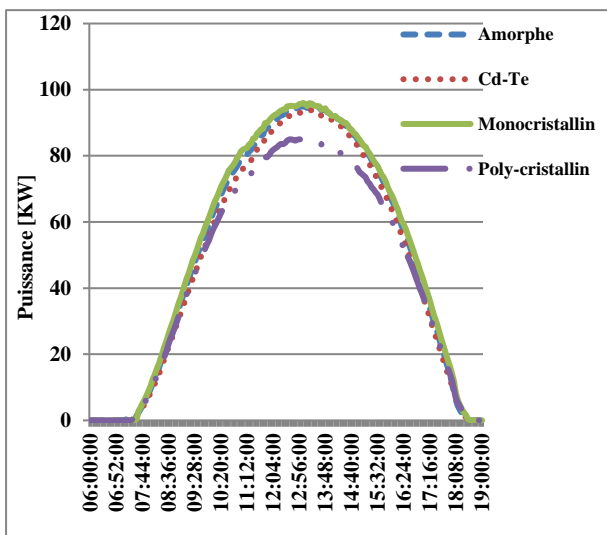


Figure III-12 : Production des quatre sous champs fixes de jour 01/03/2016.

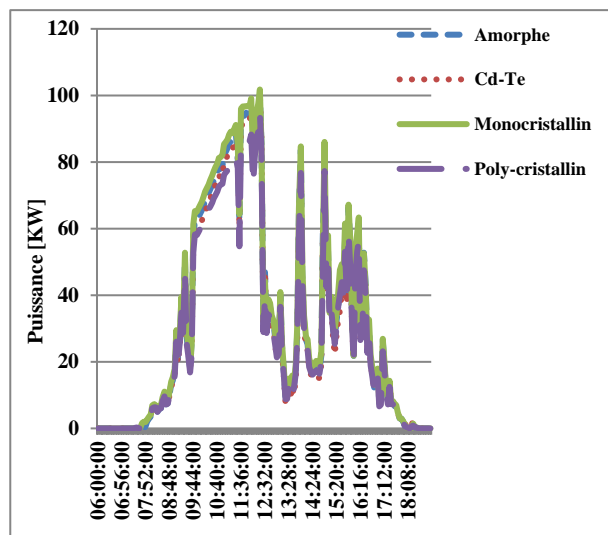


Figure III-13 : Production des quatre sous champs fixes de jour 08/03/2016.

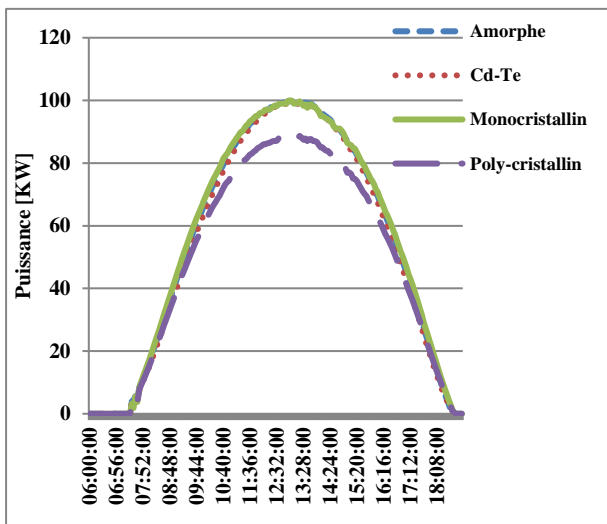


Figure III-14 : Production des quatre sous champs fixes de jour 17/03/2016.

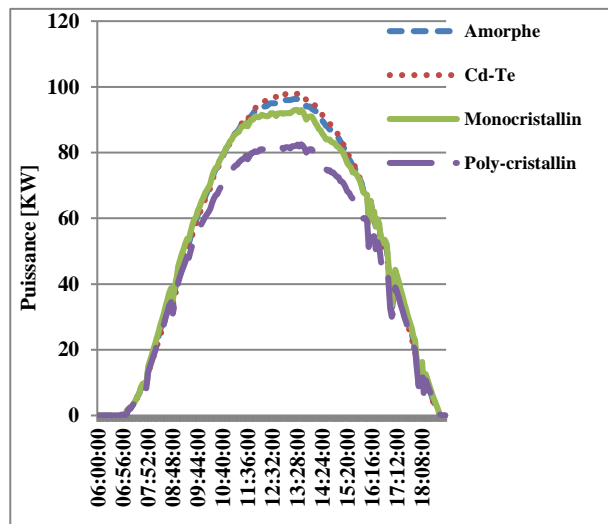


Figure III-15 : Production des quatre sous champs fixes de jour 27/03/2016.

3.7.1 Discussion

Les courbes sont presque approchées sauf la courbe de poly-cristallin ou il y a une chute dans la puissance. Les quatre technologies sont très sensibles à l'éclairement comme la figure III-13 montre, le monocristallin Cd-Te et l'amorphe est très répondeue dans les conditions standards. Dans le jour 27/03/2016 on voir une dégradation dans le silicium mono et poly-cristallin et une stabilité dans la technologie de Cd-Te et l'amorphe malgré l'augmentation de la température.

3.8 Analyse comparative entre les sous champs motorisées et fixes

Figure (III- 16, 17, 18 et 19) représentent la production des sous champs monocristallin et poly-cristallin fixe et motorisé pour les quatre jours exemplaires :

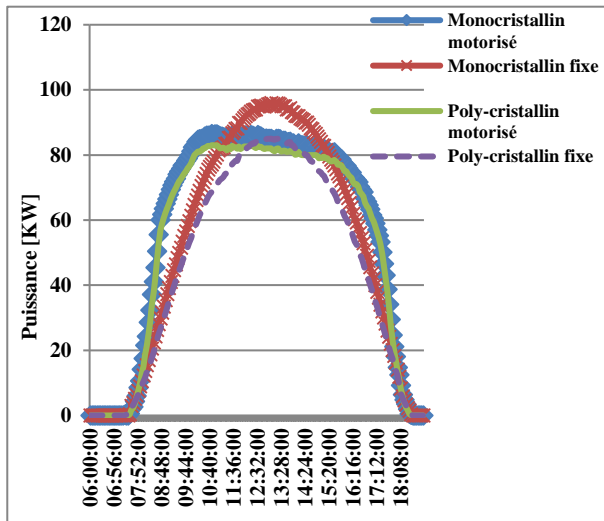


Figure III-16 : Production de structure fixe et motorisé de jour 01/03/2016.

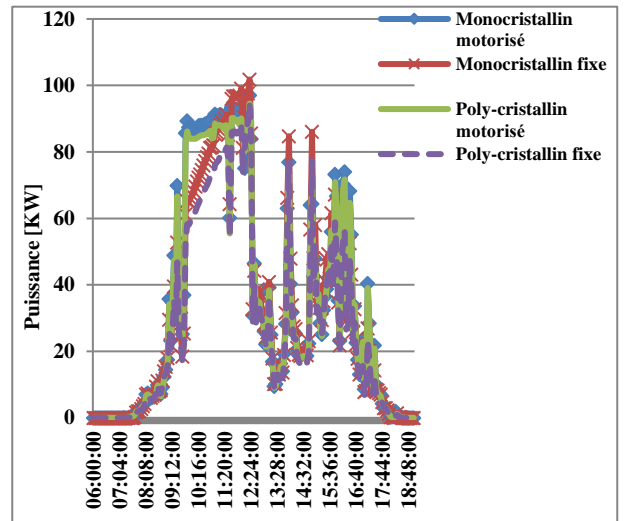


Figure III-17 : Production de structure fixe et motorisé de jour 08/03/2016.

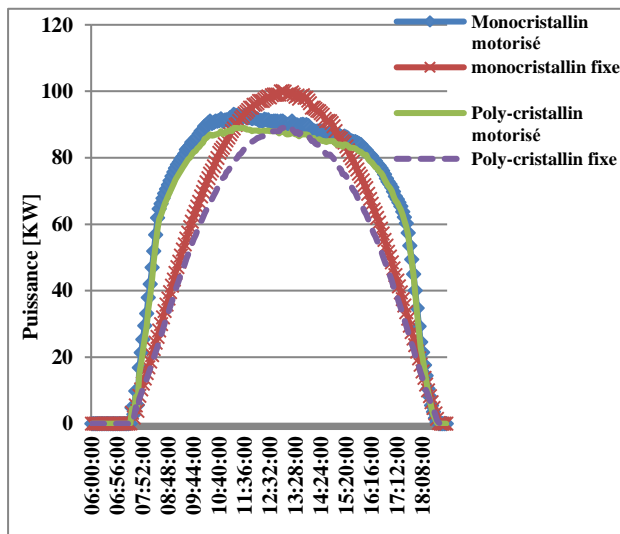


Figure III-18 : Production de structure fixe et motorisé de jour 17/03/2016.

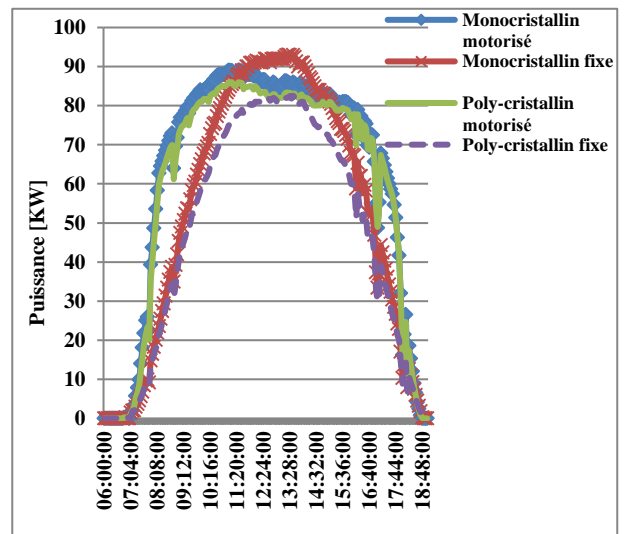


Figure III-19 : Production de structure fixe et motorisé de jour 27/03/2016.

Le tableau III-3 représente les valeurs de rayonnement, température et la puissance produite par le sous champ dans les quatre jours exemplaires :

01/03/2016			
	Rayonnement moyen [W/m²]	Température moyen [°C]	Puissance moyen de sortie [Kw]
Mono motorisé	663,7	14,5	56,6
Mono fixe	546,3	14,5	52
Poly motorisé	661,7	14,5	54,51
Poly fixe	511,8	14,5	46,09
08/03/2016			
	Rayonnement moyen [W/m²]	Température moyen [°C]	Puissance moyen de sortie [Kw]
Mono motorisé	389,14	12,2	33,99
Mono fixe	335,56	12,2	32,41
Poly motorisé	389,13	12,2	32,92
Poly fixe	316,51	12,2	28,87
17/03/2016			
	Rayonnement moyen [W/m²]	Température moyen [°C]	Puissance moyen de sortie [Kw]
Mono motorisé	763,13	17,7	63,58
Mono fixe	595,65	17,7	55,89
Poly motorisé	762,15	17,7	61,34
Poly fixe	566,9	17,7	49,65
27/03/2016			
	Rayonnement moyen [W/m²]	Température moyen [°C]	Puissance moyen de sortie [Kw]
Mono motorisé	784	27	62
Mono fixe	600	27	53,43
Poly motorisé	784	27	60
Poly fixe	572	27	47,42

Tableau III-3 : Tableau comparative de production de chaque sous champ.

On voit à partir des résultats de tableau III-3 la puissance totale est très proche de structure fixe et motorisée. Dans la structure motorisée le système suiveur est clair qu'il a perdu le point où le rayonnement est maximal, malheureusement il n'y a pas un compteur de consommation au niveau de système suiveur pour prendre une idée sur le rendement totale de sous champs qui en structure motorisée.

3.9 Courbes de rendement des panneaux :

Les figures (III.20, 21 22 et 23) représentent l'évolution de rendement des panneaux photovoltaïque en fonction du temps :

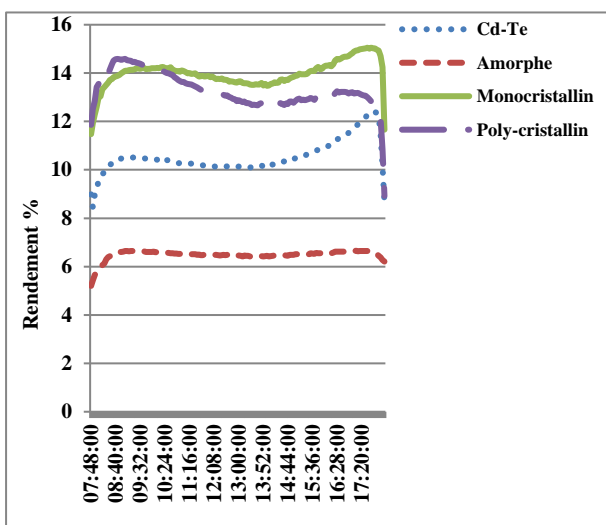


Figure III-20 : Le rendement calculer de quatre technologies dans le jour 01/03/2016.

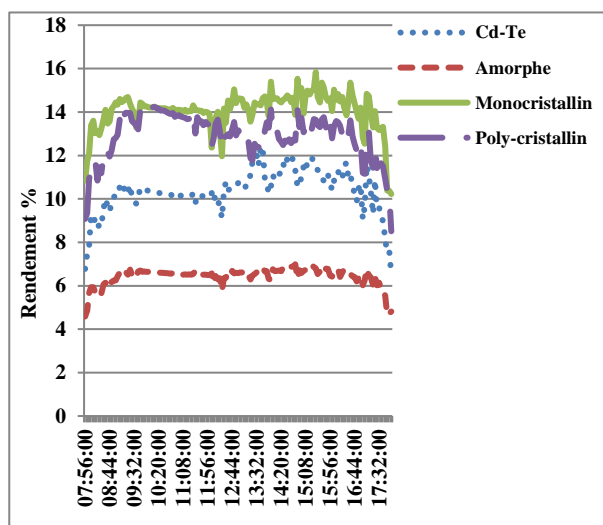


Figure III-21 : Le rendement calculer de quatre technologies dans le jour 08/03/2016.

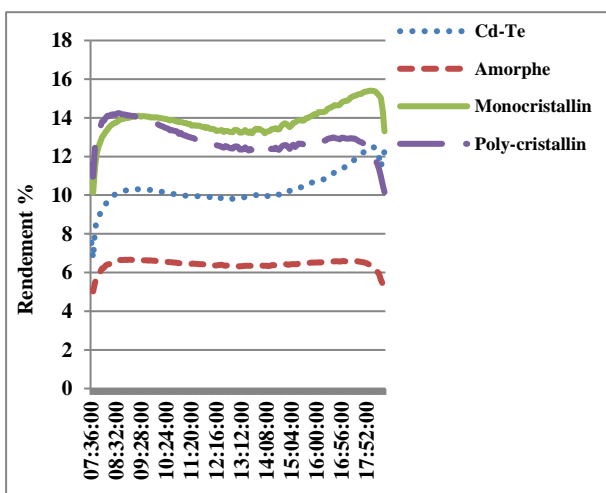


Figure III-22 : Le rendement calculer de quatre technologies dans le jour 17/03/2016.

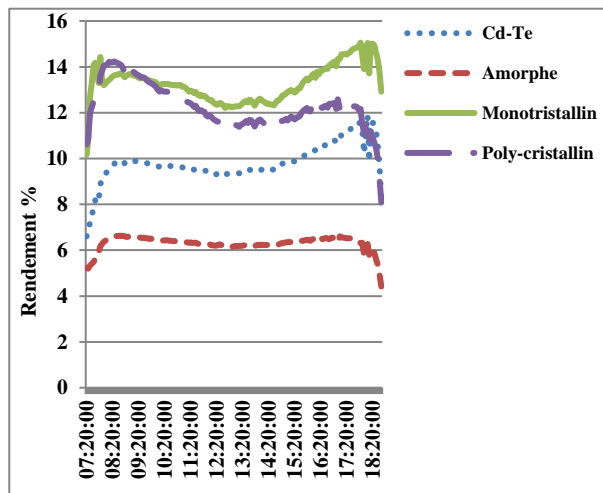


Figure III-23 : Le rendement calculer de quatre technologies dans le jour 27/03/2016.

3.9.1 Discussion

Il est clair que le silicium monocristallin a le rendement le plus fort par apport aux quatre technologies utilisées, sauf que dans le jour 27/03/2016 où la température est élevée par rapport aux quatre jours exemplaires. Puis on a le poly-cristallin a un bon rendement par rapport à l'amorphe et le Cd-Te. Le Cd-Te a un rendement acceptable et la variation de la puissance et le rendement dans le jour où la température est élevée est très faible. Malgré l'amorphe a une bonne performance dans les conditions où la température est élevée mais son rendement est faible par apport aux autres technologies.

3.10 Pertes énergétiques

On ne peut pas dire que la dégradation au niveau de la puissance de sortie de chaque sous champs coté courant continu est juste dans le cas par exemple où on a perdu la commande idéale de système suiveur mais il y a des autres facteurs de pertes énergétiques au niveau de central. On prend par exemple :

3.10.1 Pertes par non accomplissement de la puissance nominale

Les modules PV obtenus à partir d'un procédé de fabrication industrielle ne sont pas tous identiques, mais que sa puissance nominale référée à condition standard (STC) présente une certaine dispersion. En général, les fabricants garantissent que la puissance d'un module PV de puissance, P , est dans une bande entre $P \pm 3\%$, $P \pm 5\%$ ou $P \pm 10\%$. Malheureusement, souvent, la puissance de chaque module PV situés dans la bande inférieure de puissances garanti par le fabricant [26].

3.10.2 Pertes de mismatch ou de connexions

Ce sont les pertes d'énergies causées par la connexion de modules PV de puissances légèrement différentes. C'est-à-dire, si on connecte deux modules en série avec des courants différents, le module de courant inférieur limite le courant de la série. De même, si on connecte des modules en parallèle, le module de tension inférieur limite la tension du parallèle. Comme résultat on trouve que la puissance d'un générateur PV est inférieure (ou dans un cas idéal, l'égalité) à la somme des puissances de chacun des modules PV qui le composent. Ces pertes peuvent être réduites moyennement une installation ordonnée en puissances (ou en courant du point de puissance maximale) des modules PV et l'utilisation de diodes "by-pass" [26].

3.10.3 Pertes par poussière et saleté

Le dépôt occasionnel de poussière et saleté sur les modules est traduit dans une réduction du courant et de la tension produite par le générateur photovoltaïque. Il faut souligner deux aspects, d'une part la présence d'une saleté uniforme donne lieu à une diminution du courant et tension produit par le générateur PV et d'autre part, la présence de saletés situées (comme par exemple, fientes d'oiseaux) conduit à des pertes de « mismatch » et les pertes par formation du point chaude.

3.10.4 Pertes angulaires et spectrales

La puissance nominale d'un module PV est généralement donnée à des conditions standards de mesures STC (1000 W / m² de rayonnement, 25 ° C température de la cellule, l'incidence normale et un spectre standard de AM1.5G). Cependant, dans un module PV ni l'incidence de la radiation est normale ni le spectre est standard pendant toute la durée de fonctionnement. Alors, le rayonnement solaire qui a une incidence sur la surface d'un module PV avec un angle différent de 0 ° implique des pertes additionnelles. Ces pertes angulaires augmentent avec l'angle d'incidence des rayons et le degré de saleté de la surface.

3.10.5 Pertes par chutes ohmiques dans le câblage

Tant la partie DC comme la partie AC de l'installation produisent des pertes d'énergies causées par une chute tension dues au passage du courant dans un conducteur de matériaux et de section donnée. Ces pertes peuvent être minimisées avec un dimensionnement correct de ces paramètres.

3.10.6 Pertes par la température

En général, les modules perdent 0,4 % par degré supérieur à sa température standard (25 C° en conditions standards de mesures STC). La température d'opération des modules dépend de rayonnement incident, la température ambiante, de la vitesse du vent et de la position de modules ou l'aération de la partie arrière. Cela signifie que par exemple, pour égal rayonnement solaire incident, un système photovoltaïque produit moins d'énergie dans un endroit chaud par rapport à un endroit froid.

3.10.7 Pertes par rendement de suivi du point de puissance maximum

L'onduleur dispose d'un dispositif électronique qui calcule en temps réel le point de fonctionnement de puissance maximum du générateur PV. L'onduleur peut être caractérisé par une courbe de rendement de suivi du point de puissance maximum définie comme le rapport entre l'énergie que l'onduleur est capable d'extraire du générateur PV et de l'énergie qui est extraite dans une suivi idéale.

3.11 Conclusion

-En combinant un modèle mathématique pour la performance de modules photovoltaïques avec des ensembles de données climatiques (rayonnement, température, parmi autres) il est possible d'estimer l'ensemble performances d'une gamme de technologies photovoltaïques.

-Le rendement de la technologie silicium monocristallin est le plus élevé dans les conditions standards. Mais la température influence largement sur la performance de la technologie silicium, monocristallin et poly-cristallin.

- Le coût d'un panneau monocristallin est un peu cher par rapport aux panneaux poly-cristallins et la technologie en couches minces. Le poly-cristallin peut être exploité largement parce qu'il a un rendement acceptable et le est coût moins cher par rapport au silicium monocristallin.

- Par rapport au niveau de rayonnement on peut dire que les performances du Cd-Te et l'amorphe (multicouches) sont plus élevées par rapport aux autres technologies avec le niveau de rayonnement, c'est-à-dire, ces technologies présentent mieux de réponse contre la lumière diffusée.

- La technologie de l'amorphe présente une meilleure réponse à des températures élevées par rapport aux autre technologies.

- A cause d'un faible rendement, la technologie en couche mince nécessite une surface plus importante pour atteindre les mêmes niveaux de puissance installée.

Conclusion

Générale

CONCLUSION GENERALE

La demande mondiale en énergie évolue rapidement et les ressources naturelles de l'énergie telles que l'uranium, le gaz et le pétrole diminuent en raison d'une grande diffusion et développement de l'industrie ces dernières années. Pour couvrir les besoins en énergie, des recherches ont conduit à l'énergie renouvelable. Une des énergies renouvelables qui peut accomplir la demande est l'énergie solaire photovoltaïque, c'est une énergie propre, silencieuse, disponible et gratuite. C'est d'ailleurs ce qui explique que son utilisation connaît une croissance significative dans le monde.

Notre étude était une étude comparative de quatre mini-centrales de différentes technologies et inclinaisons. D'abord l'étude de gisement solaire est indisponible dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque, on a fait une comparaison de deux modèles empiriques pour estimer le rayonnement solaire incident sur une surface (Perrin et LIU&JORDAN), pour le central PV de Ghardaïa. Les résultats de modèle de Perrin étaient très approchés par rapport que les résultats de LIU&JORDAN pour les jours de test pour un ciel clair.

En suite le deuxième chapitre était une description et introduction à l'énergie photovoltaïque et technologies utilisées actuellement. Puis on a fait une présentation de central PV de Ghardaïa et ses technologies utilisées et ce système de fonctionnement.

L'outil de modélisation que nous avons fait permet de simuler le fonctionnement de système PV de la production. Cet outil pourra être développé pour simuler et faire un dimensionnement complet du central de production d'énergie électrique.

Nous avons présenté quelques résultats obtenus pour analyser les contraintes d'utilisation des panneaux PV de différentes technologies.

La température influee de façon importante dans la production d'énergie électrique par le système PV, surtout dans les conditions saharienne où la température est élevée. Le choix de faire un système hybride entre la production d'électricité par le système PV est l'exploitation de la chaleur des panneaux solaires dans les autres systèmes comme l'échauffement d'eau, de séchage ...etc, est très importante pour augmenter le rendement total de système de ce travail. Nous espérons que cela fera dans le futur.

Références

- [1] M. F. A.-Z. Z. S. M. Kais J. Al-Jumaily, " **Estimation of clear sky hourly global solar radiation in Iraq** " international journal of energy and environment, p. 1, 2012.
- [2] C. J. Chen, " **Physics of Solar Energy** ", Columbia University: Department of Applied Physics and Applied Mathematics, 2011.
- [3] K. Ismail, " **Étude d'un système de poursuite solaire pour les panneaux photovoltaïques** ", UNIVERSITE KASDI MERBAH - OUARGLA, 2014.
- [4] M. L. LOUAZENE, " **Contribution à l'optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'irrigation dans les zones sahariennes – Application zone de Ouargla** ": UNIVERSITE EL HADJ LAKHDAR - BATNA, 2015/2014.
- [5] H. MAAMAR, " **Etude et Effet de l'Orientation de deux Pièces d'un Habitat en Pierre Situé à Ghardaïa** ": L'UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAÏD – TLEMCEM, 2011/2010.
- [6] J. Bernard, " **Energie solaire calculs et optimisation** ", Paris: Edition Ellipses, 2004.
- [7] N. e. Z. A. MOUMMI, " **Estimation du rayonnement solaire par deux approches semi empiriques dans le site de biskra** ", 8ème Séminaire International sur la Physique Energétique, p. 6, 11 et 12 Novembre 2006.
- [8] A. M. M. H. e. A. G. F. Yettou, " **Etude comparative de deux modèles de calcul du rayonnement solaire par ciel clair en Algérie** ", Revue des Energies Renouvelables , vol. Vol. 12 N°2, n° %1331 – 346, 2009.
- [9] H. Y. a. T. A. MA Basunia, " **Simulation of Solar Radiation Incident on Horizontal and Inclined Surfaces** ", TJER, vol. Vol. 9, no. No 2, pp. 27-35, 25 December 2011.
- [10] " **Gisement solaire** ", document universitaire.
- [11] S. a. K. Gairaa, " **Comparative study of two models to estimate solar radiation on an inclined surface** ", Revue des Energies Renouvelables , vol. vol.15, no. N°2, pp. 219-228, 2012.
- [12] C. S. Solanki, " **Solar photovoltaics Fundamentals, Technologies and Applications** " Third Edition., india: Eastern Economy Edition, 2015.
- [13] A. Ricaud, " **L'électricité photovoltaïque** ", Cythelia, Montagnole, 2009.
- [14] A. L. e. M. Viloz, " **Conception et dimensionnement d'installations raccordées au réseau** ", 5 ème édition: LE MONITEUR.

- [15] A. Djafour, " **Etude D'un système de production D'hydrogène solaire** ",: Université Kasdi Merbah Ouargla, 2012/2013.
- [16] A. L. e. M. Viloz, " **Installations photovoltaïques Conception et dimensionnement d'installations raccordées au réseau** ", France: DUNOD, 2012.
- [17] 03 avril 2017. [En ligne]. Available: <http://www.cleantechrepublic.com/2010/11/04/photovoltaique-a-concentration-les-grandes-ambitions-de-soitec/> .
- [18] A. Karima, " **Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance(1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension** ",» Thèse Magister, Université Mouloud mammeri de Tizi-ouzou, 2014/2015.
- [19] F. M. e. González-Longatt, " **Model of Photovoltaic Module in MATLAB™** ", 2005.
- [20] H.-g. K. C. e. C. S. Jangwoo Park, " **Simple Modeling and Simulation of Photovoltaic Panels** ", Advanced Science and Technology Letters, vol. 73, n° 121473, pp. 147-155, 2014.
- [21] 28 Mars 2017. [En ligne]. Available: <http://hyperphysics.phyastr.gsu.edu/hbase/Tables/Semgap.html> .
- [22] O. B. e. F. DJALOU, " **Etude et optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque** ",» Thèse Master , Université Kasdi merbah ouargla, 2012/2011.
- [23] A. Oi, chez " **Design and simulation of photovoltaic water pumping system** ", San Luis Obispo, Faculty of California Polytechnic State University, 2005.
- [24] A. H. ALQahtani, " **A Simplified and Accurate Photovoltaic Module Parameters Extraction Approach using MATLAB** ", The Ohio State University, 2012.
- [25] L. P. ABREU, " **Mise en œuvre et analyse comparative des productions de 5 mini centrales photovoltaïques de 1 kW avec différentes technologies de modules** ", Rapport de stage, Université de Perpignan Via Domitia, 2011.
- [26] M. M. S. AL-MOGHALLES, " **Étude Et Simulation De L'intégration Des Systèmes PV Dans Les Réseaux Électriques** ", mémoire Master: UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, 2015.
- [27] 16 /03 /2017. [En ligne]. Available: <http://www.itacanet.org/the-sun-as-a-source-of-energy/part-4-irradiation-calculations/> .
- [28] M. L. e. M. P. Kinal Kachhiya, " **MATLAB/Simulink Model of Solar PV Module and MPPT Algorithm** ", National Conference on Recent Trends in Engineering & Technology, may 2011.

- [29] HELALI Kamelia "**Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque : étude comparative**" Mémoire Mageister, Université MOULOUD Mammeri de TIZI-Ouzou.
- [30] K .TAHRI, B. BENYOUCEF "**Etude de Modélisation d'un Générateur Photovoltaïque**",10ème Séminaire International sur la Physique Energétique.
- [31] R. Merahi¹, R. Chenni², M. Houbes "**Modélisation et Simulation d'un Module PV par MatLab**",10ème Séminaire International sur la Physique Energétique.
- [32] Rev3 SKTM "**SPECIFICATION TECHNIQUE DE PANNEAUX PHOTOVOLTAIQUES**", Société algérienne de Production d'électricité.

Annexe A

Capteurs de rayonnement solaire global Pyranomètres



Les radiomètres pour le rayonnement global sont des capteurs conçu pour mesurer l'intensité du rayonnement électromagnétique émis directement par le soleil ou réfléchis par d'autres influences environnementales (atmosphère, nuages) LSI Lastem propose une ligne de produits de haute fiabilité capables de répondre aux divers besoins de l'industrie ou de la recherche.

Principales caractéristiques :

- Capteurs à thermopile ou élément photovoltaïque.
- Traçabilité WRC (World Radiation Center).
- Sortie directe (μV) ou amplifiée (0/4-20 mA, 0/1-5 V).
- Stabilité.
- Correction de la réponse cosinus.
- Haute sensibilité.
- Protection contre les perturbations électromagnétiques.

VERSIONS

Modèle	Alimentation Sortie	Référence			
		24 V= Analog*	24 V= Analog*	12 V= Analog*	- μV
C101R	Pyranomètre global à thermopile K&Z, Première classe ISO9060 <i>First Class</i>				DPA253
C100R	Pyranomètre global à thermopile LSI LASTEM, Première classe ISO9060 <i>First Class</i>				DPA153
C100R	Pyranomètre global à thermopile, deuxième classe ISO9060 <i>Second class ISO9060</i>				DPA053
CMP11	Pyranomètre global à thermopile K&Z, Second Standard ISO9060 <i>K&Z ISO9060 Secondary standard</i>				DPA251.1
C511R	Pyranomètre global a termopile K&Z , second standard ISO9060. Sortie normalisée <i>K&Z ISO9060 Secondary standard</i>			DPA551	
C510R	Pyranomètre à thermopile LSI LASTEM, Première classe ISO9060. Sortie normalisée. <i>ISO9060 first class</i>	DPA556	DPA554	DPA559	
C511R	Pyranomètre à thermopile K&Z , Première classe ISO9060. Sortie normalisée <i>K&Z ISO9060 first class</i>		DPA553	DPA558	
C102R	Radiomètre global à photodiode.				DPA047
C502R	Radiomètre global à photodiode. Sortie normalisée	DPA564	DPA560	DPA568	

* sortie programmable localement : 0/4-20 mA, 0/1-5 V (defaut 4-20 mA)

Le capteur pour mesurer la durée d'ensoleillement et le rayonnement direct du disque solaire :



Caractéristiques techniques :**C300R**

Elément sensible	Photodiode
Latitude de fonctionnement	0 à 60°
Plage spectrale	300...1100 nm
Plage de mesure	0...1500 W/m ²
Sortie électrique	Normalisée
Précision	5%+5 W/m ²
Non linéarité	<1,5%
Dérive thermique	<2% (-10+40°C)
Température de fonctionnement	0...+60°C
Température de fonctionnement (Avec réchauffeur)	-30...+60°C (sans glace)
Rotation de bande d'occultation	1 rps
Sortie ensoleillement	on/off TTL
Ensoleillement, seuil de régulation	100 ... 200 W/m ²
Consommation	0,7 W
Réchauffage anti-condensation	1 W



Cellule calibrée

Annexe B

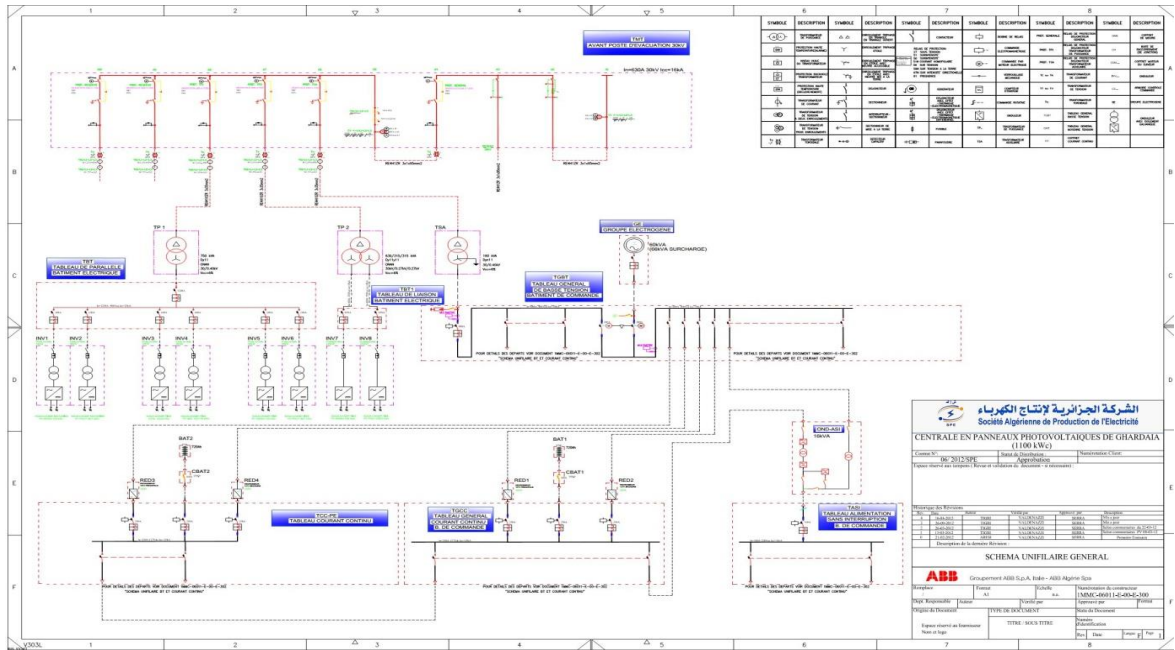
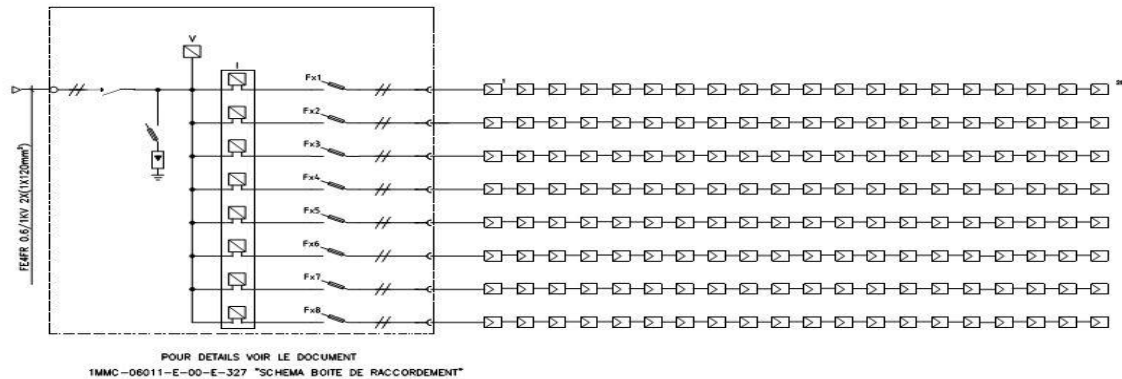


Schéma Unifilaire



Schema typique ensemble chaîne+boite de jonction

3.2 CARACTERISTIQUES DU PANNEAU AU SILICIUM MONOCRISTALLIN

Caractéristiques électriques

Type	ATERSA A-250M
Pays d'origine	Espagne
Puissance de crête	250 W _c
Tolérance de la puissance de crête	0 / +5 W _c
Rendement du module	15,35%
Tension max (V _{mpp})	30,35 V
Intensité max (I _{mpp})	8,24 A
Tension circuit ouvert	37,62 V
Courant de court-circuit	8,79 A
Tension max. du système	1000 V
Normes de référence	IEC 61730-1, IEC 61730-2, I

Caractéristiques thermiques

NOCT (Température nominale opérative de la cellule)	47 +/- 2 [°C]
Coefficient de température I _{sc}	+0,03% [°K]
Coefficient de température V _{oc}	-0,34% [°K]
Coefficient de température P _{max}	-0,43% [°K]

3.2 CARACTERISTIQUES DU PANNEAU A COUCHE MINCE

Caractéristiques électriques (en conditions STC)

Type	FIRST SOLAR FS-380
Pays d'origine	Allemagne
Puissance de crête	80 W _c
Tolérance	±5% ¹
Rendement du module	11,1%
Tension max (V _{mpp})	48,5 V
Intensité max (I _{mpp})	1,65 A
Tension circuit ouvert	60,8 V
Courant de court-circuit	1,88 A
Tension max. du système	1000 V
Normes de référence	IEC 61730, IEC 61646

4.2 CARACTERISTIQUES DU PANNEAU AU SILICIUM POLYCRISTALLIN

Caractéristiques électriques

Type	ATERSA A-235P
Pays d'origine	Espagne
Puissance de crête	235 W _c
Tolérance de la puissance de crête	0 / +5 W _c
Rendement du module	14,43%
Tension max (V _{mpp})	29,04 V
Intensité max (I _{mpp})	8,10 A
Tension circuit ouvert	36,94 V
Courant de court-circuit	8,64 A
Tension max. du système	1000 V
Normes de référence	IEC 61730-1, IEC 61730-2, IEC 61215

Caractéristiques thermiques

NOCT (Température nominale opérative de la cellule)	47 +/- 2 [°C]
Coefficient de température I _{sc}	+0,04% [°K]
Coefficient de température V _{oc}	-0,32% [°K]
Coefficient de température P _{max}	-0,43% [°K]

3.2 CARACTERISTIQUES DU PANNEAU AU SILICIUM AMORPHE

Caractéristiques électriques (en conditions STC)

Type	SCHOTT PROTECT ASI-103
Pays d'origine	Allemagne
Puissance de crête	103 W _c (valeur stabilisée)
Rendement du module	7,1%
Tension max (V _{mpp})	30,4 V (valeur stabilisée)
Intensité max (I _{mpp})	3,39 A (valeur stabilisée)
Tension circuit ouvert	41,1 V (valeur stabilisée)
Courant de court-circuit	4,00 A (valeur stabilisée)
Tension max. du système	1000 V
Normes de référence	IEC 61730, IEC 61646

الملخص: في هذه الأطروحة قمنا بدراسة ذات طابع مقارنة لبعض أنواع الألواح الشمسية المستعملة من قبل مستغلي الطاقة الشمسية الكهروضوئي، تم من خلالها معاينة سلوكها و مردودها في البيئة الصحراوية الجزائرية، حيث أن هذه الأخيرة تمتلك إشعاع شمسي هام و تتميز بحرارة مرتفعة في بعض الفترات السنوية. قمنا بتقدير أشعة الشمس المرسله عن طريق نماذج رياضية هما ببيران و ليون و جوردان، وجدنا أن نموذج بيران يقدم نتائج جيدة مقارنة بنموذج ليون و جوردان. في دراستنا لأداء الألواح الشمسية وجدنا أن ألواح وحيدة ومتعددة الكريستال لها مردود عالي مقارنة بتكنولوجيا الكاديوم تيرايد و الأمورفيوس لكن هذه الأخيرة لا تتأثر كثيرا بارتفاع درجات الحرارة في إنتاجها مقارنة بالألواح وحيدة و متعددة الكريستال.

كلمات مفتاحية: الطاقة الفوتوفلطية، الأشعاع الشمسي، نموذج لون و جوردان، نموذج بيران، ألواح وحيدة الكريستال، ألواح متعددة الكريستال.

Résumé: Dans cette mémoire, nous avons effectué une étude comparative de certains types de panneaux solaires utilisés par les utilisateurs d'énergie solaire photovoltaïque pour tester leurs performances dans le milieu de désert algérien.

On a fait une comparaison entre deux modèles d'estimation de rayonnement solaire (LIU&JORDAN et PERRIN de Brichambaut), les résultats de modèle de PERRIN sont très proche à les valeurs mesurées. Dans la comparaison de technologies PV, on a trouve que le silicium monocristallin a la meilleure production dans les conditions standards, mais il est très sensible à la variation de la température. Par contre les technologies en couches minces (Cd-Te et L'amorphe) a un rendement faible, mais ils ne sont pas très sensibles à la variation de la température.

Mots clés: énergie photovoltaïque, rayonnement solaire, modèle de LIU&JORDAN, panneau monocristallin, panneau à couches mince.

Abstract: In this thesis we have done a comparative study of some types of solar panels used for photovoltaic solar energy users to test their performance in the Algerian desert environment.

We have done a comparison between two empirical models for estimation of solar radiation (LIU & JORDAN and PERRIN de Brichambaut), the results of PERRIN model are very close to the measured values. In the comparison of PV technologies, it has been found that monocristalline panels has the best production under standard conditions, but it is very sensitive to temperature variation. On the other hand, thin film technologies (Cd-Te and the amorphous) have a low efficiency, but they are not very sensitive to the temperature variation.

Keywords: photovoltaic energy, solar radiation, LIU&JORDAN model monocristalline and thin film panels.