

Université Mohamed Khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département de Génie Electrique
Ref :



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم: الهندسة الكهربائية
المرجع: 2016./

Thèse présentée en vue de l'obtention
Du diplôme de
Doctorat LMD
Spécialité : Gestion de l'énergie

UTILISATION DES ENERGIES RENOUVELABLES INFLUENCE DE LA TEMPERATURE SUR LES PERFORMANCES DU MODULE P.V

Présentée par :

ZAOUI Fares

Soutenue publiquement le : 12/05/2016

Devant le jury composé de :

Mebarek BAHRI	Professeur	Université de Biskra	Président
Abd anacer TITAOUINE	Professeur	Université de Biskra	Rapporteur
Mohamed BECHERIF	Maitre de Conférences	UTBM, France	Co-Rapporteur
Ammar MOUSSI	Professeur	Université de Biskra	Examineur
Djilani BEN ATTOUS	Professeur	Université d'El Oued	Examineur

Résumé

L'éclairage est une mission de service public incontournable dans les zones urbaines et moins urbaines. Elle a une mission d'éclairer les endroits d'habitation mais également des routes et autoroutes améliorant ainsi la sécurité routière. Notre pays dispose d'un réseau routier de plusieurs milliers de kilomètres, l'électrification de l'ensemble du secteur routier est un travail titanesque et très coûteux. Une solution alternative et propre consiste à poser des systèmes d'éclairage public autonome à basse consommation et utilisant des énergies renouvelables. Le développement de production de l'énergie des systèmes photovoltaïques consiste en l'étude de l'influence des différentes conditions climatologiques aussi qu'interne sur le rendement des panneaux photovoltaïques est primordiale pour la compréhension du comportement de notre système aussi que pour optimiser le rendement globale et la durée de vie de notre système énergétique

MOTS CLES: Panneaux photovoltaïques, modélisation, batterie, gestion de l'énergie, température.

Abstract

Lighting is an essential public service mission in urban areas and less urban. It has a mission to enlighten the dwelling places but also roads and highways and improving road safety. Our country has a road network of thousands of kilometers, the electrification of the entire road sector is a daunting task and very expensive. An alternative and clean solution is to put an independent public lighting system with low energy consumption and using renewable energy. The development of energy production of photovoltaic systems is the study of the influence of climate conditions that are different as internal the performance of photovoltaic panels is crucial for understanding the behaviour of our system as well as optimizes the overall performance and the life time of our energy system

KEYWORDS: Photovoltaic panels, modelling, batteries, energy management, temperature.

ملخص

الإضاءة مهمة أساسية في الخدمة العامة في المناطق الحضرية وأقل حضرية. لديها مهمة إنارة المساكن ولكن أيضا الطرق والطرق السريعة وتحسين السلامة على الطرق.

بلدنا لديه شبكة طرق بالآلاف من الكيلومترات، وكهربة قطاع الطرق بأكمله هو مهمة شاقة ومكلفة للغاية. حل بديل ونظيف هو وضع أنظمة الإنارة العامة المستقلة مع انخفاض استهلاك الطاقة واستخدام الطاقة المتجددة، وتطوير إنتاج الطاقة من النظم الكهربائية الضوئية وذلك بدراسة تأثير الظروف المناخية و الداخلية لأداء الألواح الشمسية أمر بالغ الأهمية لفهم سلوك نظامنا وكذلك لتحسين الأداء العام وحياء نظام الطاقة لدينا.

كلمات مفاتيح: اللوحات الضوئية، النمذجة، البطاريات، تسبير الطاقة، الحرارة.

Remerciements

*Je tiens premièrement à remercier avec prosternation, **Allah** le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour terminer ce travail.*

Cette thèse est le résultat de l'engagement de plusieurs personnes qui m'ont accompagné dans ce passionnant parcours. Je voudrais profiter de leur exprimer toute ma gratitude et ma reconnaissance.

*Je tiens tout d'abord à remercier sincèrement mon Directeur de thèse, le Professeur **Abd anacer TITAOUINE** et mon co-directeur, le Docteur **Mohamed BECHERIF** et le responsable de la formation le Professeur **Abdennacer ABOUBOU** pour avoir dirigé mes travaux de recherche ainsi que pour leurs disponibilités, leur patience et leurs précieux conseils. Je remercie aussi les membres de jury les Professeurs : **Mebarek BAHRI**, **Ammar MOUSSI** et **Djilani BEN ATTOUS**.*

Enfin, je me permets d'adresser mes remerciements à ma très chère famille à qui je dédie ce travail. Merci à mes parents qui m'ont toujours soutenu et m'ont accompagné, tout au long de ce chemin, Je tiens également à remercier tous mes frères et sœurs et mes amis pour leurs encouragements.

Sommaire

Sommaire

1. Introduction générale.....	16
1.1 Introduction	20
Chapitre 1: Développement des énergies renouvelables.	
1.2 L'énergie solaire.....	21
1.2.1 L'énergie solaire photovoltaïque.....	22
1.2.1.1 Les applications des systèmes photovoltaïques	22
1.2.2 L'énergie solaire thermique	22
1.2.2.1 Collecteurs solaires à concentration	22
1.2.2.2 Collecteurs cylindro paraboliques (PTC).....	22
1.2.2.3 Collecteurs champ héliostat(HFC).....	22
1.2.2.4 Reflecteurs linéaire de Fresnel(LFR).....	22
1.2.2.5 Collecteurs plats paraboliques(PDC)	22
1.3 L'énergie de vent	30
1.4 La bioénergie	35
1.4.1 Ressources de la biomasse	35
1.5 L'énergie géothermique et l'énergie océanique	37
1.5.1 Technologies géothermiques	37
1.5.1.1 Centrales flash de vapeur	37
1.5.1.2 Centrales à vapeur sèche	37
1.5.1.3 Centrales binaires	37
1.5.2 L'énergie océanique	37
1.5.2.1 L'énergie marémotrice	37
1.5.2.2 Marées	37
1.5.2.3 L'énergie des vagues	37
1.5.2.4 Les gradients de température	37
1.5.2.5 L'énergie osmotique	37
1.6 L'énergie hydraulique.....	40
1.6.1 Technologies d'hydroélectricité :	40
1.6.1.1 Les centrales au fil de l'eau	40
1.6.1.2 Les centrales d'écluse dans les grands fleuves	40
1.6.1.3 Les centrales lacs	40
1.6.1.4 Les stations de transfert d'énergie par pompage	40

1.7	Conclusion	42
Chapitre 2: Modélisation et étude des panneaux photovoltaïques.		
2	Modélisation et étude des panneaux photovoltaïques	45
2.1	Introduction	45
2.1.1	Thermographie infrarouge Passive pour les applications photovoltaïques	46
2.2	Modélisation d'un générateur photovoltaïque	50
2.3	Moyens utilisés pour l'étude	54
2.3.1	Module photovoltaïque	54
2.3.2	Camera infrarouge	54
2.4	Les caractéristiques courant-tension mesurées et simulées	56
2.5	Caractéristique puissance-tension mesurés et simulés	58
2.6	L'influence de la température sur la caractéristique courant-tension	59
2.7	Évaluation du rendement photovoltaïque avec la température	62
2.8	Observation et analyse des thermographes	63
2.9	L'influence des conditions internes et externes	67
2.10	Conclusion	70
Chapitre 3 : Développement d'un modèle thermique dynamique pour les modules photovoltaïques.		
3	Développement d'un modèle thermique dynamique pour les modules photovoltaïques	72
3.1	Introduction	72
3.1.1	État de l'art de la modélisation des cellules et modules photovoltaïques	72
3.2	Modélisation thermique du module photovoltaïque	76
3.2.1	Résistances thermiques	77
3.2.2	Les équations globales	81
3.2.3	Expression des différents coefficients thermique et l'énergie absorbée dans chaque couche	82
3.2.4	Les échanges radiatifs	84
3.2.5	L'échanges par conduction	84
3.2.6	L'échanges par convection	85
3.3	Validation du modèle	85
3.4	Conclusion	88
Chapitre 4 : Dimensionnement d'un système d'éclairage public ou pompage.		
4	Dimensionnement d'un système d'éclairage public ou pompage	90
4.1	Introduction	90
4.2	Systèmes de production d'énergie renouvelable en site isolé	91

4.2.1 Alimentation directe	92
4.2.2 Alimentation directe avec transformation	92
4.3 Conception	93
4.3.1 Couplage DC	93
4.3.2 Systèmes mixtes CC/CC (hybride)	93
4.4 Méthodologie adoptée	94
4.4.1 Détermination du profil de charge	94
4.5 Architecture du système d'éclairage public	96
4.5.1 Les batteries	96
4.5.2 Les lampes	96
4.5.3 Convertisseurs électriques	97
4.5.4 Les modules photovoltaïques	97
4.6 Dimensionnement d'un système photovoltaïque d'éclairage	97
4.6.1 Dimensionnement du champ PV	97
4.6.2 Dimensionnement du champ batteries (autonomie du système)	98
4.6.3 Choix du convertisseur	99
4.7 Caractéristiques du système PV autonome	99
4.8 Conclusion	103
5 Conclusion générale et Perspectives :	105
6 Références bibliographiques :	108

Liste Des Figures

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1.1 STRUCTURE D'UNE CELLULE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	23
FIGURE 1.2 MEILLEURES RENDEMENT DES CELLULES A DIVERSES TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAÏQUES DANS LES LABORATOIRES	24
FIGURE 1.3 STRUCTURES DE MODULES :(1) MODULE STANDARD, (2) MODULE GLASS GLASS, (3) MODULE TPEDGE	25
FIGURE 1.4 MEILLEURES SITES POUR LES TECHNOLOGIES CSP	28
FIGURE 1.5 LES TECHNOLOGIES CSP ACTUELLEMENT DISPONIBLES STP;PTC;LFR;PDC	30
FIGURE 1.6 LE DEVELOPPEMENT DES EOLIENS	31
FIGURE 1.7 LES DIFFERENTS TYPE DE L'EOLIEN VERTICAL, SAVONIUS ROTOR, AU MILIEU TURBINE DARRIEUS ET A DROITE UN H-ROTOR	32
FIGURE 1.8 LES DIFFERENTS PARTS DE L'EOLIEN	33
FIGURE 1.9 LA CAPACITE TOTALE INSTALLEE AU MONDE ENTRE 1997 JUSQU'A 2014.	34
FIGURE 1.10 APERÇU SUR LE FLUX DE LA BIOENERGIE DANS DES APPLICATIONS FINALES	36
FIGURE 1.11 LES CAPACITES GEOTHERMIQUES INSTALLEES EN 2010.....	38
FIGURE 2.1 SCHEMA EQUIVALENT D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE.	50
FIGURE 2.2 L'EFFET DE LA VARIATION DU FACTEUR D'IDEALITE.....	52
FIGURE 2.3 L'EFFET DE LA VARIATION DU RESISTANCE SERIE.	53
FIGURE 2.4 L'UTILISATION DE LA CAMERA INFRAROUGE.	55
FIGURE 2.5 LA VARIATION D'ECLAIREMENT EN FONCTION DE TEMPS.	56
FIGURE 2.6 LE MONTAGE UTILISE POUR MESURER LA CARACTERISTIQUE $I = f(V)$	56
FIGURE 2.7 LES CARACTERISTIQUES I-V MESUREES ET SIMULEES.	57
FIGURE 2.8 CARACTERISTIQUES PUISSANCE- TENSION MESURES ET SIMULEES.....	59
FIGURE 2.10 LA VARIATION DE LA PUISSANCE ET DE LA TEMPERATURE EN FONCTION DE TEMPS.....	61
FIGURE 2.9 LES CARACTERISTIQUES COURANT-TENSION ET PUISSANCE TENSION SIMULEES.	60
FIGURE 2.11 VARIATION DE LA PUISSANCE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE.	61
FIGURE 2.12 EFFET DE LA TEMPERATURE SUR LE COURANT, LA TENSION ET LA PUISSANCE.....	63
FIGURE 2.13 TEMPERATURE SURFACIQUE DU PANNEAU PAR THERMOGRAPHIE.....	64
FIGURE 2.14 LA DISTRIBUTION DE LA TEMPERATURE SURFACIQUE DU PANNEAU PHOTOVOLTAÏQUE.	65
FIGURE 2.15 HISTOGRAMME DE DENSITE DE LA TEMPERATURE.	65
FIGURE 2.16 LES CARACTERISTIQUES COURANT TENSION A L'INTERIEUR.....	68
FIGURE 2.17 LES CARACTERISTIQUES TENSION PUISSANCE A L'INTERIEUR.....	69
FIGURE 2.18 LES ZONE DE FONCTIONNEMENT EN FONCTION DE TEMPS	69
FIGURE 2.19 LA DISTRIBUTION DE LA TEMPERATURE.	69
FIGURE 2.20 CARACTERISTIQUES COURANT TENSION SIMULEES ET MESURE A L'EXTERIEUR.	70
FIGURE 3.1 FLUX DE CHALEUR SUIVANT 3D.	77
FIGURE 3.2 RESISTANCE THERMIQUE.....	77
FIGURE 3.3 NŒUDS THERMIQUE.	79
FIGURE 3.4 STRUCTURE GENERALE DE MODULE PV.....	79
FIGURE 3.5 CIRCUIT RC DE FLUX D'ENERGIE SUR LE PANNEAU PV	80
FIGURE 3.6 MECANISMES OPTIQUES MAJEURS DANS LES TROIS PREMIERES COUCHES.	84
FIGURE 3.7 ILLUSTRE UN DIAGRAMME INDIQUE UNE ITERATION DE LA PROCEDURE DU MODELE THERMIQUE ET ELECTRIQUE.	86
FIGURE 3.8 LES TEMPERATURES DES COUCHES.	87
FIGURE 4.1 CONFIGURATION D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC LA FONCTION STOCKAGE ET TRANSFORMATION	92
FIGURE 4.2 SYSTEME HYBRIDE AVEC COMPOSANTS A COUPLAGE CC	94

FIGURE 4.3 LA DUREE MOYENNE D'ENSOLEILLEMENT DANS LA REGION DE SETIF (2008-2013).	95
FIGURE 4.4 LA VITESSE DE VENT MOYENNE DANS LA REGION DE SETIF (2008-2013).	96
FIGURE 4.5 L'ENSOLEILLEMENT MOYENNE DU 4 MOIS DEFAVORABLES.....	100
FIGURE 4.6 LA PUISSANCE PRODUITE PAR LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE.	100
FIGURE 4.7 SCENARIO DE FONCTIONNEMENT DE LA BATTERIE.....	101

Liste Des Tableaux

Liste des tableaux

TABLEAU 2-1 LA VARIATION DE L'EFFICACITE DU MODULE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE.....	63
TABLEAU 2-2 POSSIBILITES D'ERREUR POUR LES PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES.....	66
TABLEAU 3.1 ANALOGIE THERMIQUE-ELECTRIQUE.....	76
TABLEAU 3-2 CARACTERISTIQUES DU MODULE.....	86
TABLEAU 3-3 CARACTERISTIQUES DES COUCHES.....	87
TABLEAU 4-1 CARACTERISTIQUES DU PANNEAU SUN MODULES.....	100
TABLEAU 4-2 LES CARACTERISTIQUES DU CHARGEUR.....	102

Introduction générale

1. Introduction générale

Notre travail qui a été réalisé au LMSE (Laboratoire de Modélisation des Systèmes Energétiques à l'Université Mohamed KHIDER Biskra (UMKB), concerne la modélisation, l'analyse ainsi que le dimensionnement d'un système PV.

L'énergie électrique est l'un des facteurs les plus importants dans la société moderne, définit la disponibilité d'une énergie moins chère et plus écologique dans le monde entier un défi central, dont la maîtrise a le potentiel à résoudre certains des problèmes les plus importants de l'humanité. L'expansion de l'utilisation de l'énergie renouvelable est une étape logique dans l'utilisation durable des ressources disponibles. Comme dans toute autre range technique l'augmentation constante du potentiel de performance à l'énergie solaire est un facteur fondamental pour assurer leur compétitivité. La part de l'énergie solaire dans le bouquet énergétique est l'avenir de l'économie, elle dépend largement de son coût axé sur le marché, leur réduction est à travers l'amélioration des méthodes existantes, pour évaluer le potentiel des nouvelles énergies et la mise en œuvre de l'énergie possible significative.

Les coûts d'installation pour la production d'énergie électrique d'origine solaire n'ont pas encore atteint le niveau des coûts des autres producteurs qui alimentent les réseaux. De ce fait, le coût de production de 1 kWh est encore supérieur au prix moyen de l'électricité en Algérie, en résulte que le photovoltaïque s'est principalement développé jusqu'à maintenant par l'acquisition de petites parts de marché, ou « niches économiques ». Il s'agissait principalement de l'alimentation des consommateurs isolés, non raccordés au réseau, pour les quels l'alternative photovoltaïque était économiquement intéressante. Une partie de ces installations concernent des consommateurs relativement modestes, tels que chalets de week-end, éclairage publique, stations de pompage, signalisation routière et ferroviaire, etc. Leur puissance photovoltaïque installée varie entre quelques dizaines et quelques centaines de watts, et le stockage s'effectue habituellement avec des batteries.

Il n'en va plus de même depuis que des préoccupations touchent à la protection de l'environnement et à la conservation des ressources, commencent à intervenir dans le choix des techniques et des énergies de demain. L'énergie photovoltaïque est potentiellement une source d'énergie inépuisable et relativement plus acceptable pour notre environnement.

Dans ce travail de thèse, nous nous intéressons spécifiquement à la modélisation, à la détection et à la localisation de défauts dans le panneau PV, aussi au dimensionnement des systèmes photovoltaïques. L'objectif de la thèse est de proposer, en prenant le moins de mesures possibles pour respecter les contraintes économiques, une technique infrarouge pour détecter et localiser des défauts conduisant à une baisse de production. Il existe des systèmes de monitoring qui permettent de calculer la puissance fournie par les panneaux et l'énergie associée par l'intermédiaire des capteurs de tension et de courant. Il existe même des services qui permettent de faire la corrélation entre la production d'une installation et les conditions météorologiques, mais elle montre des limites, car elle ne permet pas de détecter et localiser dans un temps bref, suite à l'apparition d'un défaut quelconque dans les différentes parties des panneaux et des installation .

Cette thèse est structurée en quatre chapitres.

Le chapitre un a pour but de présenter les différents types des énergies renouvelables et ses utilisations avec une démonstration plus détaillés sur l'énergie solaire photovoltaïque panneaux et cellules photovoltaïques et leurs principales caractéristiques et fonctionnement, ainsi que leurs avantages et inconvénients et l'importance de chaque type d'énergie afin de présenter la source la plus importante pour notre pays, ainsi que le potentiel énergétique de notre pays.

Le chapitre deux est consacré à la modélisation d'un module photovoltaïque pour obtenir la caractéristique I-V (modèle d'une seule diode).

Dans ce chapitre, les différents outils de simulation existants qui permettent d'obtenir la caractéristique I-V d'un champ PV ou un module est cité. Nous proposons un traitement et une interprétation des images thermographiques relevées sur un panneau solaire (Poly cristallin), dont la détermination de ses performances a été faite sur la base d'une étude de la mesure de certaines de ses caractéristiques, tel que : le courant-tension, température de jonction et l'éclairement reçu. Une analyse par infrarouge au plus proche de la température de la jonction a permit de faire les mesures de la température surfacique des cellules, dans le but d'obtenir une meilleure précision de calcul d'une part et d'autre part nous a permit de faire une évaluation fiable de l'état de santé du panneau solaire. En même temps de prévoir les mesures nécessaires à prendre pour un entretien efficace, en particulier l'identification rapide des points chauds locaux.

Le chapitre trois résume les évaluations et le calcul de la température des cellules qui est très importante pour le modèle électrique afin de prédire les caractéristiques des panneaux pas seulement dans les conditions STC mais aussi dans les différentes conditions de fonctionnement réelle (en site de fonctionnement). Un état de l'art sur les différents modèles thermique des panneaux photovoltaïques a été présenté. L'objectif de ce chapitre est le développement d'un modèle thermique dynamique d'une dimension. L'utilisation des propriétés physiques des matériaux utilisés dans la fabrication des différents panneaux solaire dans les différentes conditions climatologiques : vitesse de vent, température ambiante, éclairage... ; aussi que les propriétés optique de chaque couche. Le modèle est testé en utilisant des approches numériques sous Matlab.

Le chapitre quatre présente le dimensionnement d'un system PV, nous présenterons la conception et la mise au point d'un système photovoltaïque autonome avec stockage. Les modèles des différents composants seront présentés en détails. A travers ce chapitre, nous montrerons l'autonomie du système grâce à un bon dimensionnement du stockage.

Finalement, nous terminerons ce manuscrit par une conclusion générale et quelques Perspectives pour des travaux futurs dans ce domaine.

Chapitre 1 : Développement Des énergies Renouvelables.

L'objectif de ce premier chapitre est de présenter les différents types des énergies renouvelables et ses utilisations avec une démonstration plus détaillée sur l'énergie solaire photovoltaïque panneaux et cellules photovoltaïques et leurs principales caractéristiques et fonctionnement, ainsi que leurs avantages et inconvénients.

1.1 Introduction

L'utilisation de l'énergie est inexorablement tissée dans le tissu de la civilisation moderne, la demande d'énergie électrique augmente rapidement en raison de l'augmentation rapide de la population mondiale et la hausse du niveau de vie. La majorité des demandes ont été fournies par les fossiles combustibles (pétrole, charbon et gaz naturel). Cependant, l'utilisation des énergies fossiles comme le charbon, le pétrole, le gaz naturel pour la production d'énergie électrique entraîne une pollution et une importante émission de gaz à effet de serre, comme le CO₂ et le NO_x¹. En outre, les fossiles, combustibles ne sont pas des énergies renouvelables car les ressources sont consommées à une vitesse bien supérieure à la vitesse à la quelle elles sont créées, en particulier le pétrole, épuisent à un rythme rapide.

La part de carburant d'approvisionnement mondial d'énergie primaire est de 46 % en 1973 et de 33,2 % en 2008, le gaz naturel est de 16% en 1979 avec une augmentation de 5,5% en 2008. Plus de détails sur la production et la consommation d'énergie rapportée en [1]. L'utilisation des énergies renouvelables c'est une solution écologique pour la demande mondiale croissante d'énergie, et peuvent fournir des réductions significatives des émissions de carbone et de la pollution de l'environnement. Les sources d'énergies renouvelables sont fréquentes et variées, parmi les plus connues, se trouvent :

Le solaire, qui est très apprécié dans les zones rurales et isolées. La quantité d'énergie absorbée par l'air et transformée en chaleur représente plus de 6000 fois la consommation d'énergie mondiale, l'hydraulique, l'éolien est de nos jours en développement rapide. Il offre de nombreux avantages, comme un faible impact environnemental et surtout local. Dans les pires conditions, une éolienne a une durée de vie d'au moins 20 ans. La géothermie a pour origine l'évacuation de la chaleur de l'intérieur du globe. Selon la température, il existe plusieurs types d'applications : la géothermie à haute température qui produit de l'électricité ;

¹ (NO_x) Les oxydes d'azote résultent de la combinaison dans l'air à haute température de l'azote et de l'oxygène. Ils regroupent essentiellement deux types de molécules polluantes : le monoxyde d'azote (NO) et le dioxyde d'azote (NO₂)

la géothermie à basse température qui est surtout employée pour le chauffage des locaux, et la biomasse. Les énergies renouvelables présentent donc de nombreux atouts : inépuisables, propres...etc..mais, elles nécessitent un prix élevé, de la main d'œuvre, et doivent appliquer le développement durable, et faire face à la concurrence des énergies fossiles, souvent moins chères.

1.2 L'énergie solaire

L'énergie solaire est l'énergie transmise par le soleil sous la forme de lumière et de chaleur, cette énergie est virtuellement inépuisable à l'échelle des temps humains, ce qui lui vaut d'être classée parmi les énergies renouvelables, l'énergie émise par le soleil ou (ou toute étoile) et l'énergie qui atteint la terre peut être estimée par l'application de certaines lois fondamentales de la physique, en supposant que le soleil comme un émetteur corps noir, la température de la surface du soleil peut être estimée en utilisant la loi de déplacement de Wien pour la distribution de la longueur d'onde du rayonnement thermique à partir d'un corps noir.

$$\lambda_{\max} = \frac{0,0029}{T} \quad (1.1)$$

0,0029 la constante de Wien (K en Kelvin. nm). T c'est la température de soleil en kelvin, et λ_{\max} est la longueur d'onde d'émission d'intensité maximale en unité de nanomètres.

La radiation spectrale totale d'un (sphérique) radiateur corps noir idéal maintenu à une température d'environ 5780 K est donnée par la formule de Planck.

$$P(\lambda) = 2\pi \frac{hc^2}{\lambda^5 (e^{hc/(k_b T \lambda)} - 1)} [Wm^{-2}nm] \quad (1.2)$$

h la constante de Planck ($6,623 \cdot 10^{-34} J.s$), C vitesse de la lumière ($2,998 \cdot 10^8 m.s^{-1}$), k_b la constante de Boltzmann ($1,380 \cdot 10^{-23} J.K^{-1}$) et λ la longueur d'onde, l'intégration de $P(\lambda)$ sur toutes les longueurs d'onde donne une densité de puissance de $63,343 MWm^{-2}$ dégagée par la surface du soleil, une moyenne de 174 703 TW pour une irradiation totale arrivant juste au-dessus de l'atmosphère de la terre, chaque heure la terre reçoit plus d'énergie du soleil que fut consommée le monde dans l'ensemble de l'année 2007 [1].

L'énergie solaire peut être utilisée directement par l'Homme pour s'éclairer (fenêtres, puits de lumière), se chauffer et cuisiner (chauffe-eau solaire, four solaire) ou pour produire de l'électricité par l'intermédiaire des panneaux photovoltaïques, et les centrales solaires à concentration CSP et les tours d'énergie solaire CTP, indirectement, l'énergie

solaire est aussi la source de la plupart des énergies renouvelables et des hydrocarbures fossiles. Elle est en effet responsable de la mise en mouvement des masses d'eau (énergies marines) et d'air (énergie éolienne), du cycle de l'eau (énergie hydraulique) et de la photosynthèse (biomasse et hydrocarbures).

1.2.1 L'énergie solaire Photovoltaïque

La technologie photovoltaïque est l'une des technologies les plus prometteuses de l'énergie durable qui peut résoudre les problèmes énergétiques et environnementaux simultanément parce que l'énergie solaire est essentiellement gratuite et illimitée, la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire en énergie électrique se fait avec zéro émission de CO₂.

En 1839, Edmund Becquerel découvre le processus d'utilisation de la lumière pour produire un courant électrique dans un matériau solide, mais il a fallu attendre un siècle plus tard que les scientifiques finalement appris que l'effet photovoltaïque a causé certains matériaux pour convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique. L'effet photovoltaïque est le processus de base principal par lequel une cellule photovoltaïque transforme la lumière du soleil en électricité. Lorsque la lumière brille sur une cellule PV, elle peut être réfléchie, absorbée ou passer à travers. La cellule solaire photovoltaïque est un élément électronique comprenant un semi-conducteur qui convertit l'énergie de la lumière solaire directement en énergie électrique. Cette conversion est réalisée par une structure de jonction **pn** en matériau semi-conducteur. Les paires électron-trou sont générées dans les semi-conducteurs après l'absorption de l'énergie solaire. En raison de la force du champ électrique dans la région d'espace de charge, les électrons générés seront transportés vers l'émetteur (côté, n) et les trous seront transportés vers le fond (côté, p). Les électrons générés sont ensuite recueillis par la métallisation devant et derrière (doigts, barres). Plus d'informations sur le principe de la cellule photovoltaïque dans [1]. La figure 1.1 présente la structure d'une cellule solaire photovoltaïque [2].

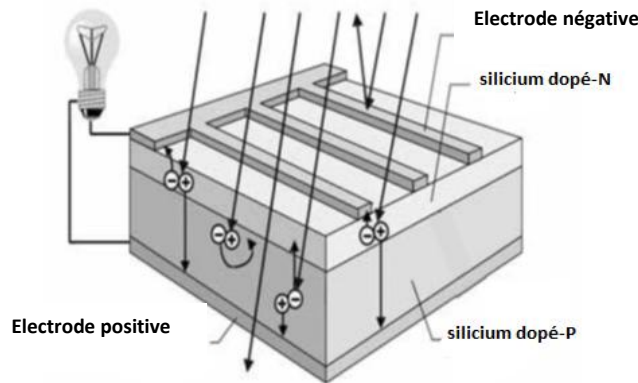


Figure 1.1 structure d'une cellule solaire photovoltaïque.

Les dispositifs photovoltaïques peuvent être divisés en cinq types:

Les cellules homojonction : Silicium cristallin(c-Si) et arséniure de gallium (GaAs), deux exemples de ce type des cellules, ou un seul matériau est modifiée de sorte qu'un côté est de type p avec positif porte trous comme espace de charge d'électrons dominantes et l'autre côté est de type n [3], plus des détails sur (GaAs) en [4]. *Les cellules hétérojonction*, ici la jonction est formé par la connexion deux semi-conducteurs différents un exemple de ce type des cellules est CIGS [5].

Les cellules p-i-n et n-i-p : Trois couches sandwich ont été créé avec un milieu intrinsèque (type i ou non dopé), généralement les cellules en Si amorphe sont construites sur la base de la structure de p-i-n [6].

Les cellules solaires excitoniques : Une nouvelle classe des cellules solaires est apparue, la couche absorbante est faite d'organique (moléculaire ou polymère) [7].

Les cellules multi jonctions : Absorbent multiples avec différentes bandes interdites [8].

Les cellules à concentration : Elles sont placées au sein d'un foyer optique qui concentre la lumière. Leur rendement est élevé, de l'ordre de 20 à 30 %, mais elles doivent absolument être placées sur un support mobile afin d'être constamment positionnées face au soleil.

On compte actuellement quatre technologies de production commerciale pour les modules PV, la première est le *Monocristallin*, c'est la technique de production la plus ancienne et la plus coûteuse, mais elle est aussi la technologie la plus efficace de conversion de la lumière du soleil disponible. L'efficacité moyenne d'environ 10% à 17%. La deuxième est la technologie *Poly cristallin ou multi cristallin*, cela a un rendement de conversion légèrement inférieur par rapport au monocristallin, mais les coûts de fabrication sont également plus faibles. L'efficacité moyenne d'environ 10% à 11%. La troisième technologie

est le *String Ribbon*, Ceci est un raffinement de la production polycristalline, il y a moins de travail dans la production, donc les coûts sont encore plus bas. L'efficacité moyenne est de 7% à 8%. La quatrième c'est la technologie *Amorphe ou Film mince*, le matériau de silicium est vaporisé et déposé sur un verre ou sur un acier inoxydable. Le coût est plus faible que toute autre méthode. L'efficacité moyenne est de 5% à 7%. La figure 1.2 présente les meilleurs rendements obtenus dans les laboratoires de recherche pendant 40 ans [9].

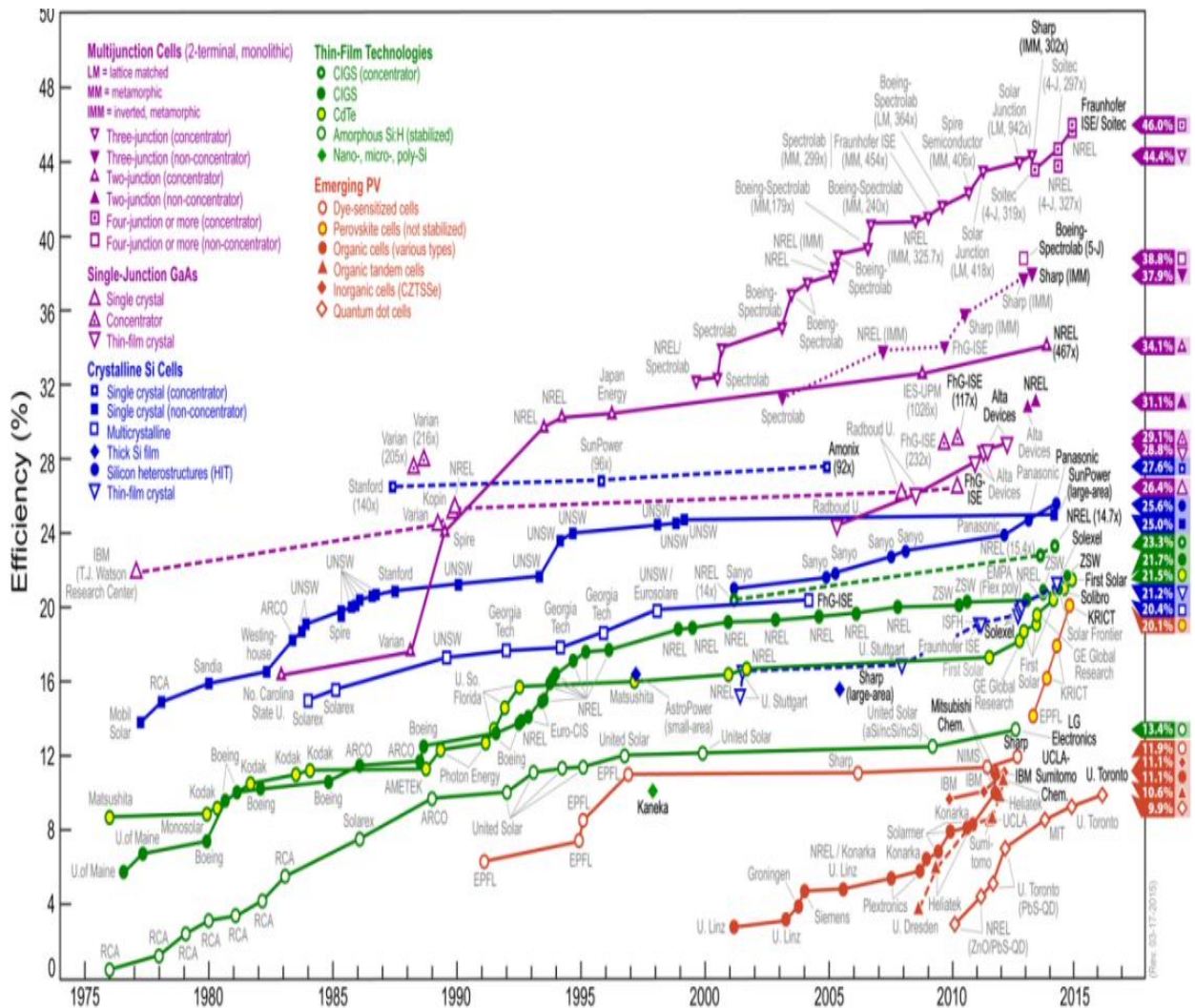


Figure 1.2. Meilleures rendements des cellules avec diverses technologies photovoltaïques dans les laboratoires.

Un module photovoltaïque est constitué généralement par des cellules photovoltaïques dans un feuilleté de protection de l'environnement, et encapsulé en verre trempé (ou d'un autre matériau transparent) sur la surface avant, et d'un matériau protecteur imperméable à l'eau et sur la surface arrière, les bords sont scellés par les intempéries et il y a souvent un cadre en aluminium tenant tout l'ensemble dans une unité montrable, d'une autre part il y a le module TP edge dans ce module les cellules montées en espace d'air entre deux plaques de verre, pas

de matériau d'encapsulation, ce module est développé en 2012 [11], les modules glass glass les cellules sont montées entre deux plaques de verre avec un matériau d'encapsulation[10,12].

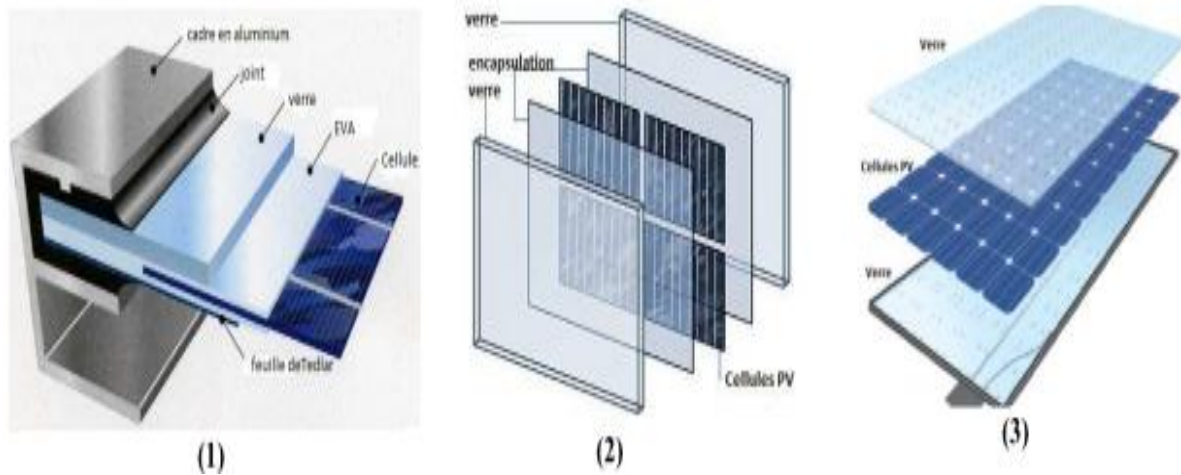


Figure 1.3 Structures de modules :(1) module standard, (2) module glass glass, (3) module TPedge.

1.2.1.1 Les applications des systèmes photovoltaïques :

Le premier module photovoltaïque, d'une puissance de 14 Watt crête est commercialisé à un coût de 1700 dollar/watt est créée en 1958. Le premier satellite équipé de modules photovoltaïque (Vanguard I) est lancé. Le photovoltaïque deviendra par la suite indissociable des grandes étapes de la conquête spatiale. Le développement et l'amélioration dans la fabrication, la performance et la qualité des modules photovoltaïques a contribué à réduire les coûts et crée les opportunités pour les applications terrestres éloignées pour fournir l'énergie suffisante aux appareils et installations qui ne sont pas reliés au réseau électrique et aussi pour la production d'électricité en méga watt (Centrale photovoltaïque) pour l'alimentation de réseau électrique. Suivant les crises énergétiques un effort important a été réalisé à développer les systèmes d'alimentation photovoltaïque pour usage résidentiel et commerciaux. Aujourd'hui, il y a de nombreuses applications des modules photovoltaïques parmi les applications. Le système photovoltaïque de protection cathodique est pour protéger les équipements exposés à la corrosion, le système de protection cathodique consiste à fournir un courant continu sur le pipeline en métal. Dans les zones les plus reculées, le système solaire photovoltaïque est la meilleure solution pour fournir de l'électricité afin d'éviter la corrosion sur les structures métalliques, sur les pipelines, les réservoirs de stockage, ponts et autres

équipements exposés dans les milieux agressive. Les systèmes photovoltaïques pour alimenter les centres de santé ruraux ou les maisons éloignées pour la réfrigération, pompage de l'eau, l'éclairage publique et pour la télécommunication, ils produisent de l'énergie le jour, cette énergie peut être utilisée la journée et l'excédent produit est stocké dans des batteries pour répondre aux besoins de la nuit. Les systèmes photovoltaïques avec d'autre sources d'énergies comme les piles a combustibles, les éolienne, les super capacités plus des details dans [13] [14] [15]. L'intégration des systèmes photovoltaïques au bâtiment BIPV (**B**uilding **I**ntegrated **P**hoto**V**oltaic) [16][17], plus des détails sur les BIPV en [18], le montage en toiture [19], terrasse ou façade, ici les modules photovoltaïques peuvent en effet remplacer une toiture, une verrière, des brises soleils, des abris de parking et génère de l'électricité au même temps [20]. On peut utiliser cette énergie pour le recharge des véhicules électrique (EV)[21], l'utilisation des systèmes photovoltaïque pour la production d'hydrogène, dans ce cas l'hydrogène est utilisé comme un moyen de stockage [22] [23], Les centrales en plein champ , les centrales photovoltaïques permettent de produire en MW l'électricité , par exemple système PV de 2 MW à l'aéroport international de Denver (USA), et la centrale solaire Nellis (USA) d'une puissance de 14 méga watt. Avec le développement des technologies de smart grids, le système électrique sera ainsi piloté de manière plus flexible pour gérer les contraintes telles que l'intermittence des énergies renouvelables et le développement de nouveaux usages [24].

1.2.2 L'énergie solaire thermique

La production d'énergie thermique solaire comprend trois étapes de conversion, du rayonnement solaire en chaleur, de la chaleur en travail mécanique et du travail à l'électricité. Les deux dernières étapes sont bien connues à partir des centrales électriques conventionnelles. Avec les technologies de pointe basée sur le cycle de la vapeur d'eau et le cycle de turbine à gaz, la centrale thermique solaire peut utiliser ces technologies matures avec le remplacement du carburant tiré à la chaleur. La production de chaleur à partir de l'énergie solaire à des températures appropriées exige de la concentration de la lumière du soleil, parce que, autrement, les pertes de chaleur à l'environnement sont trop élevées. Les méthodes principales de concentration sont linéaires (concentrateurs cylindro-paraboliques et Fresnel linéaire), des tours avec des champs de héliostats, et paraboles, dont chacun est adapté à une gamme de températures de fonctionnement et types de moteur thermique. Considérant les pertes d'énergie inhérentes au processus de concentration, l'efficacité de la centrale solaire globale (de rayonnement solaire collectée à l'électricité) est typiquement dans la gamme de

15% à 25% avec les meilleurs systèmes atteignant environ 30%. Aujourd'hui les centrales solaire à concentration sont principalement construites avec l'approche linéaire de concentrateur et utilisent la conversion du cycle de la vapeur à une température modérée. Les technologies concurrentes de tours solaires et antennes paraboliques font aussi des étapes initiales, à la fin de 2010, environ 1000MW solaire thermique était en fonctionnement en USA et Espagne [1], Projections de l'EIA² pour le total des ajouts de capacité solaire thermique en 2013 et 2014 un total de 1257 MW en USA[25].

L'efficacité de la conversion du rayonnement solaire en électricité dans le système thermique peut être exprimée comme le produit de l'efficacité de l'ensemble des étapes du processus : η_{opt} L'efficacité optique (collecteur), η_{rec} l'efficacité de la conversion de rayonnement en chaleur (récepteur), η_{pb} l'efficacité de la conversion la chaleur à l'électricité (bloc d'alimentation).

$$\eta = \eta_{opt}(C) * \eta_{rec}(C, T_{rec}) * \eta_{pb}(T_{rec}) \quad (1.3)$$

Les paramètres principaux qui influent sur l'efficacité sont le niveau de concentration de récepteur C, et la température du fluide sortant du récepteur T_{rec} , l'augmentation de la concentration augmente généralement l'efficacité du récepteur (réduction de la surface du récepteur responsable des pertes), mais réduit l'efficacité optique, à l'inverse, l'augmentation de la température de fonctionnement permet d'améliorer le rendement de bloc d'alimentation. Les centrales d'énergie solaire concentrée (CSP) sont des technologies d'énergies renouvelables avec un potentiel important pour répondre à la demande future de l'énergie. Une évaluation intégrée de la technologie montre que les centrales CSP pourraient jouer un rôle prometteur en Afrique et en Europe [26], plus des détails sur l'amélioration dans le réflecteur et le collecteur, la conception et les matériaux, la absorption de chaleur et le transport, la production d'énergie et de stockage thermique dans [27]. La figure 1.4 présente les meilleurs sites pour les technologies CSP [28].

² EIA, USA administration d'information sur énergie (Energy Information Administration)

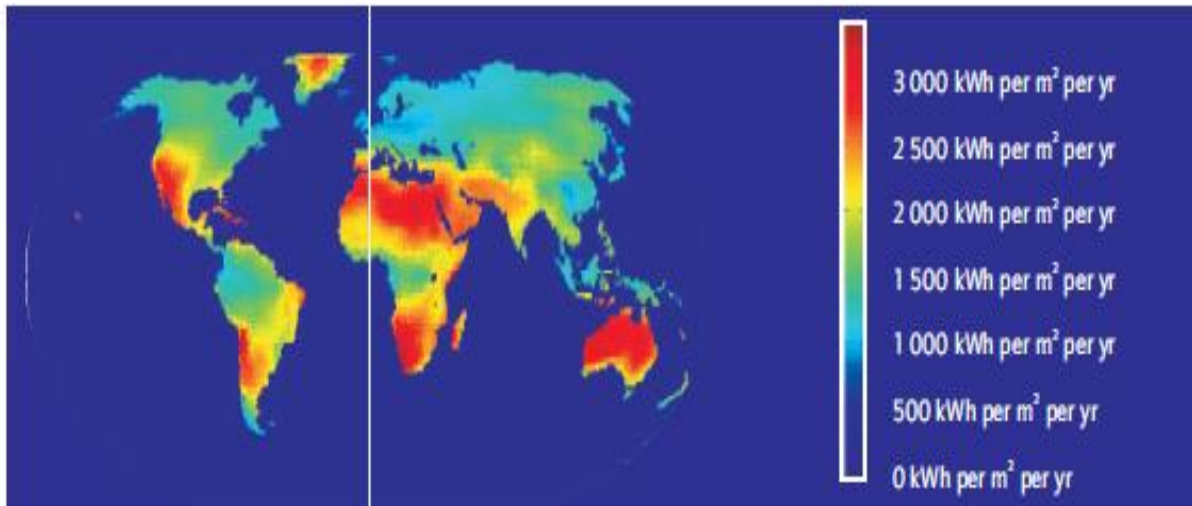


Figure 1.4 Meilleurs sites pour les technologies CSP [28].

1.2.2.1 Collecteurs solaires à concentration

Le collecteur d'énergie solaire est un dispositif d'échange de chaleur qui transforme le rayonnement solaire en énergie thermique pour que l'on puisse utiliser pour la production d'électricité. La fonction de base d'un capteur solaire est d'absorber le rayonnement solaire incident et de le convertir en chaleur, qui est ensuite entraîné par un fluide de transfert de chaleur (HTF) circulant à travers le collecteur. Le fluide de transfert de chaleur relie les capteurs solaires pour le système de génération de puissance, l'exécution de l'énergie thermique à partir de chaque capteur à un générateur de vapeur central ou un système de stockage thermique comme il circule. Les quatre principaux types de capteurs solaires à concentration sont : collecteurs cylindro-paraboliques (PTC), collecteurs champ héliostat (HFC), réflecteurs linéaire de Fresnel (LFR), et collecteurs plat paraboliques (PDC) [27].

1.2.2.2 Collecteurs cylindro-paraboliques (PTC)

Utilisons la propriété optique de base de parabole, une conduite portant une fluide de transfert de chaleur est installé au foyer de la parabole, à absorber le rayonnement et de transférer l'énergie au fluide qui transporte l'énergie loin pour l'utilisation, le réflecteur est habituellement fabriqué à partir de verre, plié sous une forme parabolique en dimension et l'argent appliquée sur la surface arrière semblable à un miroir standard [29]. La conception de la technologie cylindro-parabolique est la plus mature, elle est actuellement utilisé dans le monde entier, par exemple, le système de génération d'électricité solaire (SEGS) est une collection de systèmes de PT entièrement opérationnels situé en désert de Californie avec une capacité totale de 354 MW. Une autre centrale PTC avec une capacité de 280 MW est en

construction à Arizona [30], en Algérie, le central hybride solaire gaz de 150 MW, 130 cycle combiné gaz et de 25 MW champ solaire [31].

1.2.2.3 Collecteurs champ héliostat (HFC)

(Appelé aussi la tour de puissance, ou un système de récepteur central). Un champ de miroirs (appelés héliostats) dont chacun indépendamment suit le soleil, recueille et concentre la lumière du soleil dans le récepteur en haut de la tour. L'énergie peut être concentrée autant que 1500 fois supérieure à celle de l'énergie venant du soleil. Il y a plusieurs centrales de ce type qui fonctionnent maintenant, en Espagne la centrale PS10 de 11MW et PS20 de 20 MW, en USA une centrale de 110 mégawatts située en Nevada et 392 mégawatts située dans Ivanpah Dry Lake, Californie [25] .

1.2.2.4 Réflecteurs linéaire de Fresnel (LFR)

Formes mise au point fine similaire à la cylindro-paraboliques, mais avec deux différences notables, la première, le réflecteur est segmenté en bandes parallèles sur planaire proche du niveau du sol, pour former une surface continue parabolique [32]. La deuxième différence est que le récepteur est stationnaire plutôt que se déplacer avec le concentrateur de suivi. La quantité d'énergie collectée par les réflecteurs linéaires de Fresnel est moins de 20% - 30% que l'énergie collectée par Collecteurs cylindro-paraboliques. En Mars 2009, la société allemande Novatec Biosol construit une centrale solaire LFR connue comme PE1 qui a une puissance électrique de 1,4 MW. Le succès de ce projet inspire la conception de PE2 [30], la centrale Kimberlina d'une puissance de 5 MW a Bakersfield, Californie USA, est fonctionnelle depuis 2008 [33].

1.2.2.5 Collecteurs plat paraboliques(PDC)

C'est une centrale complète avec un concentrateur, un récepteur et moteur thermique intégré et installé sur simple suiveur, le concentrateur est composé de segments des miroirs courbés en deux dimensions, formant un paraboloïde de révolution avec un point focal commun [34]. En 2010, USA a commencé le projet Maricopa d'une centrale (PDC) d'une capacité de 1,5 MW a Arizona [33], La figure 1.5 illustre les technologies CSP actuellement disponibles

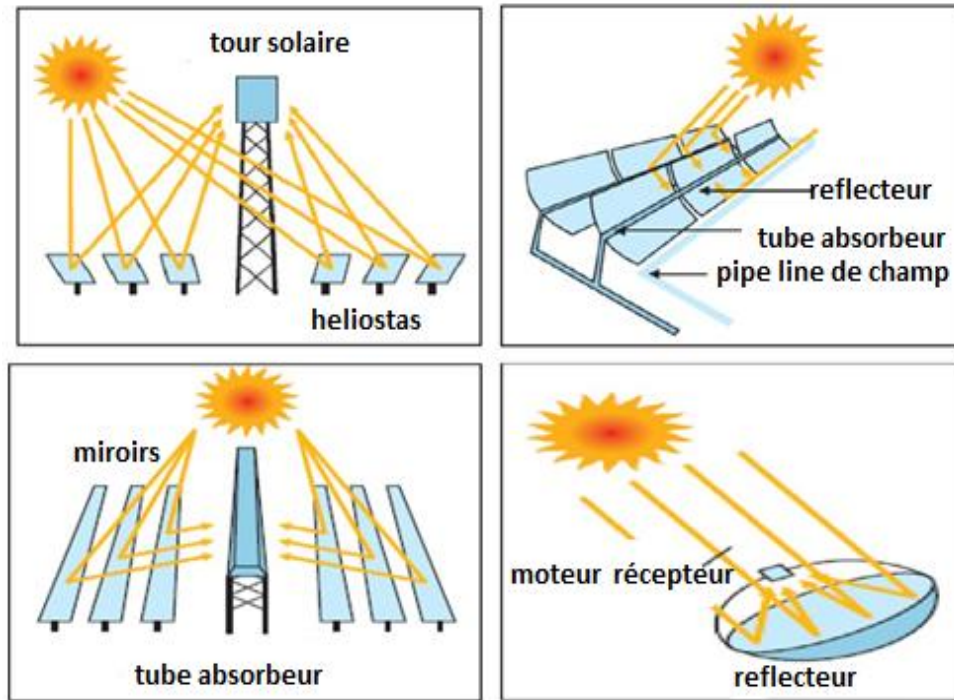


Figure 1.5 les Technologies CSP actuellement disponibles STP;PTC;LFR;PDC [34].

1.3 L'énergie de vent

La technologie de l'énergie éolienne est prête à jouer un rôle majeur dans la fourniture d'énergie électrique sans émissions de carbone, dans le monde entier. Au cours des 30 dernières années, la technologie de l'énergie éolienne a émergé comme le leader de l'énergie renouvelable alternative pour la production d'électricité à partir des fossiles combustibles. Le développement et le déploiement commercial, en raison de coûts, les innovations techniques et les normes internationales, continuent à faciliter la croissance d'installation des éoliennes au monde avec 30% - 40% [35]. Les machines de classe utilitaire dépassent 2 MW, avec des conceptions robustes fournissant 95% à 98% de disponibilité. Les technologies de futures avancées porteront sur l'abaissement du coût des systèmes terrestres et l'évolution des technologies de la prochaine génération pour les déploiements de l'océan à la fois dans l'eau profonde et peu profonde [1]. La figure 1.6 illustre le développement des éoliennes [36].

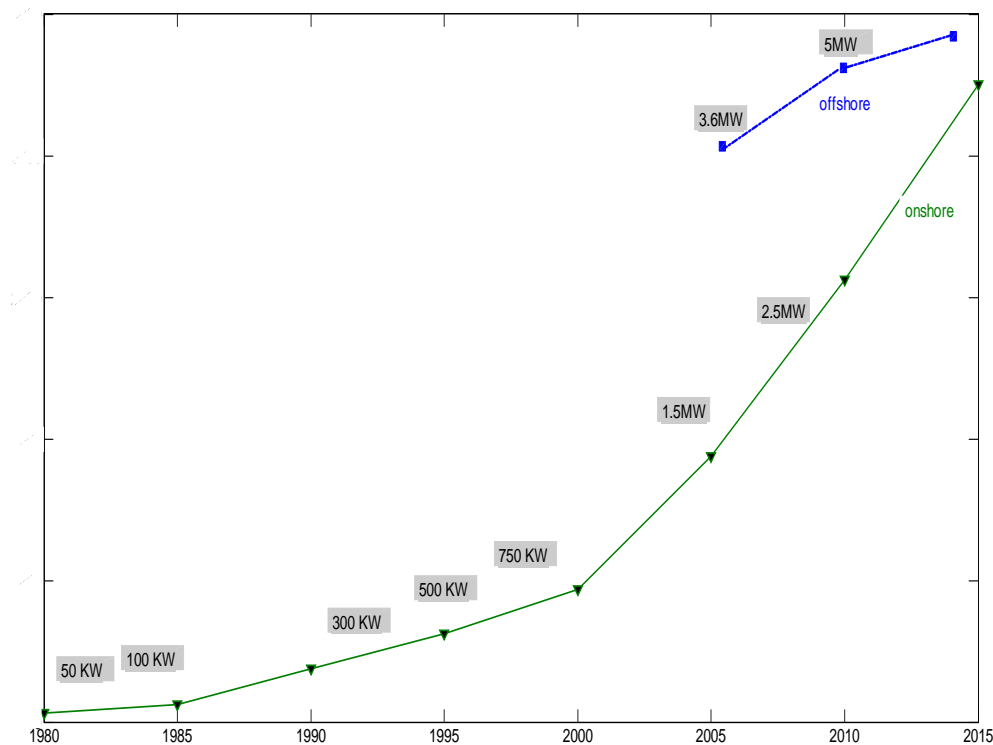


Figure 1.6 le développement des éoliens.

La puissance énergétique que peut fournir une éolienne est proportionnelle à la vitesse du vent. Il convient donc de chercher un vent constant et fort, en hauteur, afin d'éviter toute perturbation due aux obstacles naturels (relief, végétation) ou artificiels (bâtiments...), et des espaces dégagés. C'est pourquoi il faut construire des éoliennes de grande taille (parfois plus de 120 mètres de haut) dans des espaces libres, ou bien en pleine mer par exemple avec les éoliennes offshore, en 2014 l'Allemagne, construit la ferme offshore Riffgat d'une capacité de 108 MW, 30 turbines [37].

Il existe 2 types d'éoliennes selon l'orientation de leur axe de rotation : l'éolienne verticale et l'éolienne horizontale. Les pales de l'éolienne verticale, également nommée VAWT (Vertical Axis Wind Turbine), tournent autour d'une tige positionnée verticalement, comme son nom l'indique. Cette solution est moins répandue que l'éolienne horizontale mais tend progressivement à la remplacer. Son principal atout est sa capacité à capter des vents faibles : L'éolienne verticale n'a donc pas besoin de rafales ou de vents puissants, voir violents, pour fonctionner, car elle n'a pas besoin de s'orienter par rapport au vent et elle demande moins d'espace qu'une éolienne horizontale et peut fonctionner quel que soit le sens du vent, la figure 1.7 illustre les différents type de l'éolienne verticale[38].

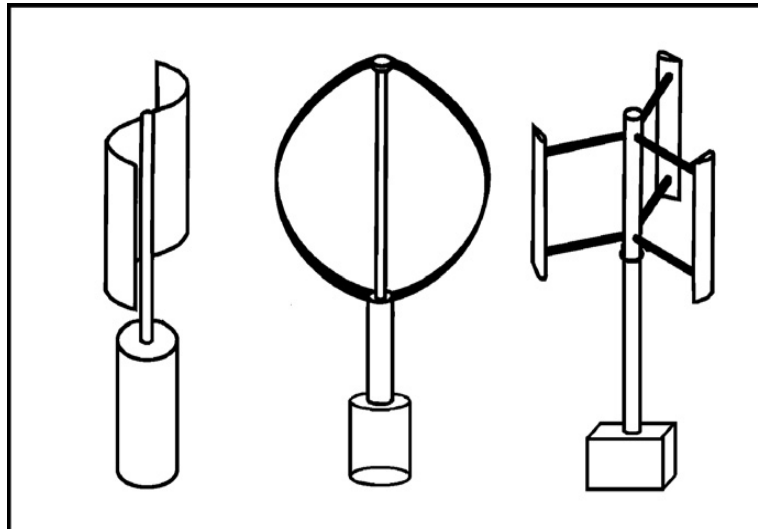


Figure 1.7 Les différents types de l'éolienne verticale, Savonius rotor, au milieu turbine Darrieus et à droite un H-rotor.

Les avantages de l'éolienne verticale sont : la génératrice pouvant être placée au sol (selon les modèles), avec moins d'encombrement qu'une éolienne "conventionnelle" et peut être intégrée au bâtiment. Elles ne nécessitent pas de système d'orientation par rapport à la direction du vent, ce qui constitue un avantage de construction non négligeable.

Les inconvénients sont : démarrage difficile par rapport à l'éolienne de type Savonius, et faible rendement.

Les éoliennes horizontales (HAWTs) se composent de trois pièces principales :

Le tour : son rôle est de supporter les autres éléments (nacelle et rotor). Généralement fait de métal, il est fixé sur une fondation de béton armée au sol par de longs pieux. Les éoliennes en mer sont installées dans les fonds marins selon le même principe.

Le rotor : son rôle consiste à transformer l'énergie cinétique (mouvements) du vent en énergie mécanique. Il se compose du nez et de l'hélice, elle-même formée de trois pales (plus rarement deux). Les pales dérivent des technologies de l'aéronautique et sont fabriquées à l'aide de matériaux composites (polyester renforcé de fibre de verre et /ou fibre de carbone) à la fois légers, rigides et résistants.

La nacelle : située en haut du mât, derrière le rotor, elle abrite le générateur produisant l'électricité à partir de la force mécanique du rotor en mouvement. Le transport de l'énergie jusqu'au sol est assuré par des câbles électriques descendant à l'intérieur du mât de l'éolienne. La puissance installée (capacité de production électrique) dans une nacelle peut

atteindre 5 mégawatts. Les éoliennes sont par ailleurs dotées d'un système qui permet d'orienter le rotor de l'éolienne perpendiculairement à la direction du vent de façon à capter le maximum de sa force motrice, de modifier l'angle d'incidence des pales par rapport au vent afin de maximiser la récupération d'énergie. La fondation est généralement conçue en béton. Elle doit être assez solide pour permettre de fixer toute la structure de l'éolienne et l'armoire de couplage située à la base de l'éolienne permet de se connecter au réseau électrique afin d'y injecter l'électricité, la figure 1.8 illustre les différents parts de l'éolienne [39].

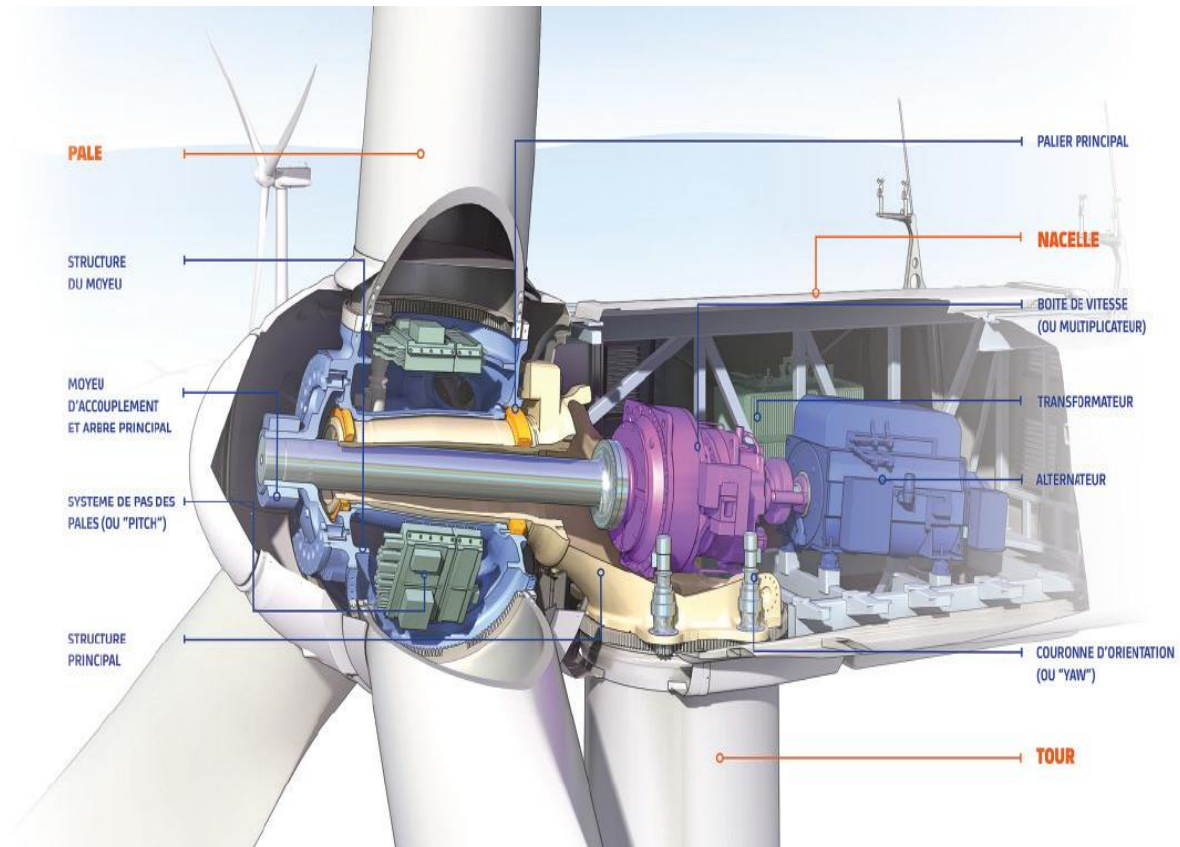


Figure 1.8 Les différents parts de l'éolien.

Les avantages de l'éolienne horizontale sont : rendement plus élevé, Elles sont équipées d'un système qui permet de les orienter en fonction du vent, frais de fonctionnement faibles, sont mieux adaptées au secteur rural et plus solides.

Les Inconvénients sont : moins simples que les éoliennes à axe vertical. Les pales du rotor doivent être non flexibles, moins sécuritaire pour les oiseaux car elles tournent à haute vitesse, font beaucoup de bruit.

La capacité total installée des éoliens en 2014 est de 369,597MW, par exemple en USA la hausse du marché américain avec des nouvelles installations de 4854 MW portant ainsi la

capacité totale installée de 65 879 MW. Par la fin de 2013, le vent a fourni 5,23% de la capacité totale de production installée aux États-Unis. En 2014, un total de 5279 MW a été ajouté pour porter la capacité totale installée en Allemagne à plus de 39 GW, dont l'éolien offshore représentait plus de 1 GW, au Royaume-Uni, l'installation de 1736 MW, dont 923 MW était à terre et 813 MW était en mer. La Royaume-Uni est le plus grand marché de l'éolien offshore dans le monde avec des installations totales de près de 4494 MW, ce qui représente plus de la moitié du marché offshore mondiale, pour l'Afrique et le Moyen-Orient Afrique du Sud a pris son envol en 2014, l'installation de 560 MW de nouvelle capacité, pour une capacité cumulée de 570 MW, le Maroc est mis en service, le parc éolien de Tarfaya (le plus grand de l'Afrique) d'une capacité de 300 MW. Cela a porté la capacité totale installée au Maroc à plus de 786 MW. L'Egypte a ajouté une nouvelle capacité de 60MW. À la fin de 2014, plus de 99% du total des installations éoliennes de la région ont été réparties dans dix pays - Égypte 610 MW, Maroc 787 MW, Afrique du Sud 570 MW, Tunisie 245 MW, Éthiopie 171 MW, Iran 91 MW, Cap-Vert 24 MW, au Kenya 19 MW, Algérie 10 MW. La figure 1.9 représente la capacité totale installée entre 1997 jusqu' à 2014 [36].

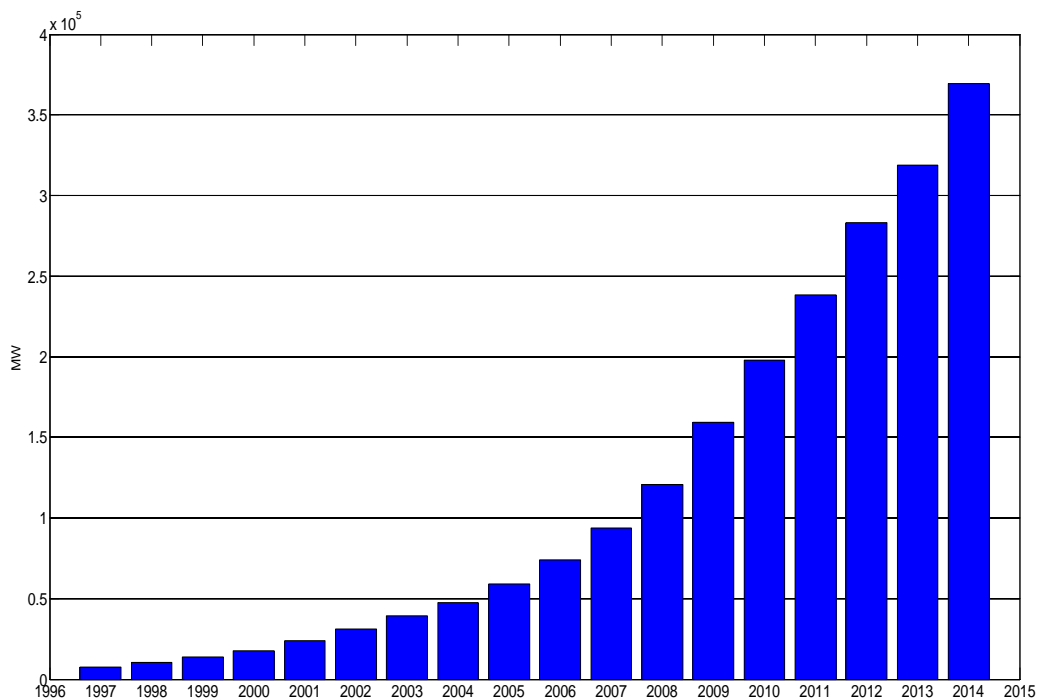


Figure 1.9 La capacité totale installée au monde entre 1997 jusqu' à 2014.

1.4 La bioénergie

La bioénergie est déjà faite une contribution importante, pour satisfaire la demande énergétique mondiale. Cette contribution peut être élargie de façon très significative dans le futur, elle offre des minimisations de gaz à effet de serre et d'autres avantages pour l'environnement, ainsi que de contribuer à la sécurité énergétique, et contribuer au développement social et au développement économique dans les communautés rurales, et l'amélioration de la gestion des ressources et des déchets.

La bioénergie pourrait contribuer de manière durable entre 25% et 30% de l'offre mondiale d'énergie primaire en 2050, elle est la seule source d'énergie renouvelable qui peut remplacer les fossiles combustibles dans tous les marchés de l'énergie, dans la production de chaleur, l'électricité et le carburant pour le transport. Nombreux itinéraires de la bioénergie peuvent être utilisés pour convertir une gamme de matières premières de biomasse en un produit d'énergie finale. Les technologies pour la production de chaleur et de l'électricité à partir de biomasse sont déjà bien développées et entièrement commercialisés comme la première génération de biocarburant (biofuel) pour le transport. Une large gamme des technologies de conversion supplémentaires sont en cours de développement, offrant des perspectives pour améliorer l'efficacité, réduire les coûts et améliorer la performance environnementale.

Cependant, l'expansion de la bioénergie pose aussi certains défis. La concurrence potentielle pour la terre et pour les matières premières avec d'autres utilisations de la biomasse doit être gérée avec soin. La productivité des matières premières alimentaires et de la biomasse doit être augmentée par des pratiques agricoles améliorées.

1.4.1 Ressources de la biomasse

Actuellement, la sylviculture, les résidus agricoles et municipaux, et les déchets sont les principales matières premières pour la production d'électricité et de chaleur à partir de la biomasse. En outre, une très petite part de sucre, les céréales et les cultures d'huile végétale sont utilisés comme matières premières pour la production de biocarburants liquides. Aujourd'hui, la biomasse fournit environ 50 EJ³ à l'échelle mondiale, ce qui représente 10% de la consommation annuelle mondiale d'énergie primaire. La demande d'énergie primaire

³ 11 EJ = 1018 joules (J) = 1015 kilojoules (kJ) = 24 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep).

mondiale projetée en 2050 devrait être de l'ordre de 600 à 1000 EJ (comparativement à environ 500 EJ en 2008) [40].

Un total de 370 TWh de l'électricité de la bioénergie a été produit en 2012. Cela correspond à 1,5% de la production mondiale d'électricité. L'utilisation de la bioénergie en Europe pour la production de la chaleur pourrait croître de 3% par an en moyenne, et d'atteindre 16 EJ en 2018.

Les biocarburants sont des combustibles liquides et gazeux comme le biodiesel et le bioéthanol, issus de la biomasse - matière organique dérivé de végétaux ou d'animaux. Ils sont principalement utilisés pour le transport, la production mondiale de biocarburants connaît une croissance constante au cours de la dernière décennie allant de 16 milliards de litres en 2000 à environ 110 milliards de litres en 2013. Aujourd'hui, les biocarburants fournissent environ 3,5% du total des carburants pour le transport routier à l'échelle mondiale et des actions beaucoup plus élevés sont réalisés dans certains pays. Au Brésil, par exemple, les biocarburants fournissent environ 25% de la demande de carburant du transport routier aujourd'hui [40]. La figure 1.10 présente un aperçu sur le flux de la bioénergie dans des applications finales [41].

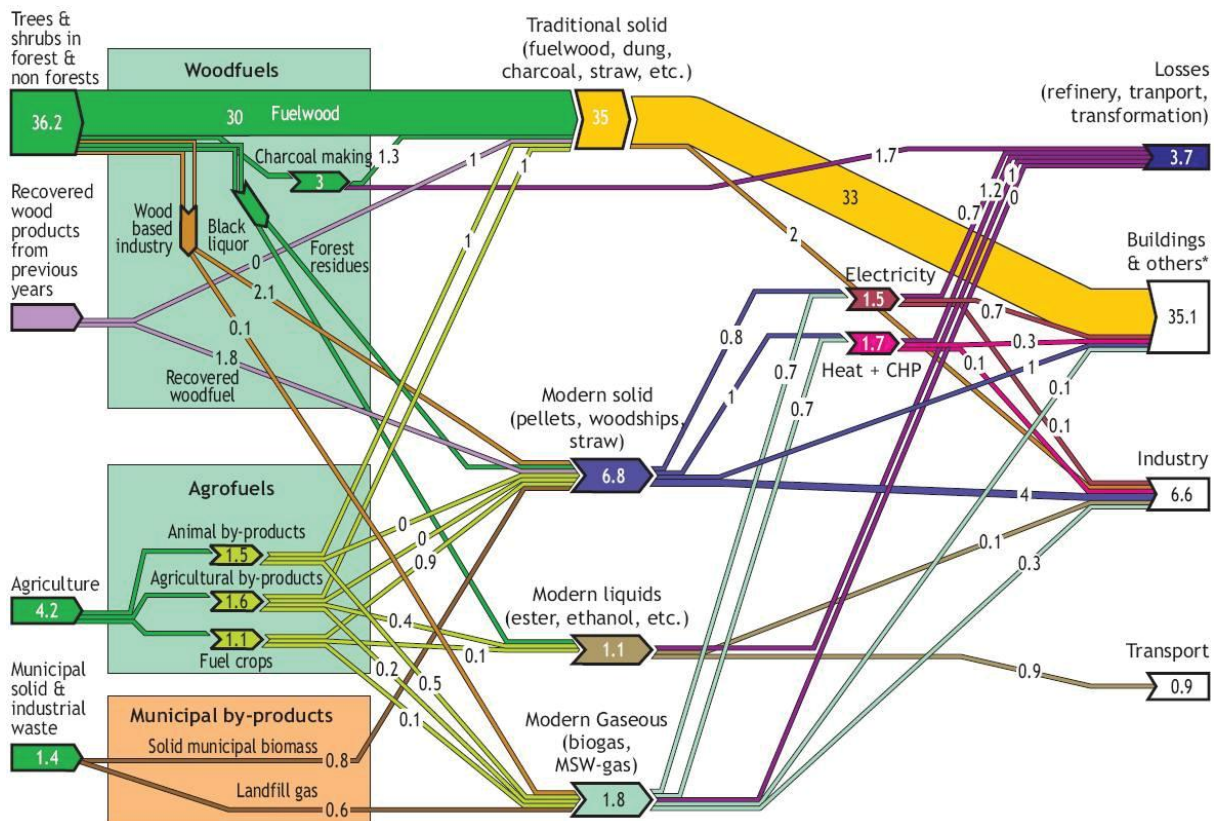


Figure 1.10 Aperçu sur le flux de la bioénergie dans des applications finale.

La production et l'utilisation de la bioénergie peut également entraîner d'autres effets (positif et négatif) à l'environnement, la santé et les effets socio-économiques. La plupart des effets environnementaux sont reliés à la production des matières premières. L'augmentation de la production des cultures agricoles classiques pour la production de la première génération de biocarburants amplifient le risque de poursuite de l'expansion des terres agricoles en forêts, une concurrence accrue pour les cultures vivrières et fourragères.

1.5 L'énergie géothermique et l'énergie océanique

L'énergie géothermique est une source d'énergie renouvelable qui puise utilisé la chaleur contenue dans la terre. En principe, il est favorable à l'environnement, relativement avec un faible encombrement et avec peu d'émissions à l'environnement, le coût du cycle de vie de l'énergie géothermique rendre compétitive avec les carburants classiques.

Le potentiel énergétique à partir de ressources géothermiques est énorme, par exemple en USA c'est 2000 fois plus de la consommation d'énergie actuel. L'utilisation des sources d'eau chaude géothermique a été connue depuis l'antiquité. L'exploration géothermique actif à usage industriel a commencé au début du 19ème siècle en Italie. A la fin du 19ème siècle, le premier système de chauffage urbain géothermique a commencé à fonctionner aux États-Unis, avec l'Islande qui suit dans les années 1920. Au début du 20e siècle, la première tentative réussie pour produire de l'électricité à partir des sources géothermique a été atteint. Depuis ce temps, la production d'électricité à partir de l'énergie géothermique a augmenté régulièrement, pour atteindre plus de 75 TWh en 2013 [42].

La géothermie fournit généralement une charge de base, car il est généralement à l'abri des effets de la météo et ne montre pas les variations saisonnières. Les facteurs de capacité des nouvelles centrales géothermiques peuvent atteindre jusqu'à 95%. La caractéristique de l'énergie géothermique en charge de base se distingue de plusieurs autres technologies renouvelables qui produisent de l'énergie variable.

En 2012, la capacité d'énergie géothermique mondiale était de 11,4 GW et généré environ 72 TWh d'électricité. L'électricité géothermique fournit une part importante de la demande totale d'électricité en Islande 25%, El Salvador 22%, au Kenya et aux Philippines 17%, et au Costa Rica 13% [25]. La capacité d'énergie géothermique utilisé en USA est de 3098 MW, en Indonésie est de 1197MW et en Italie est de 843 MW. La figure 1.11 illustre les capacités installées en 2010 [42].

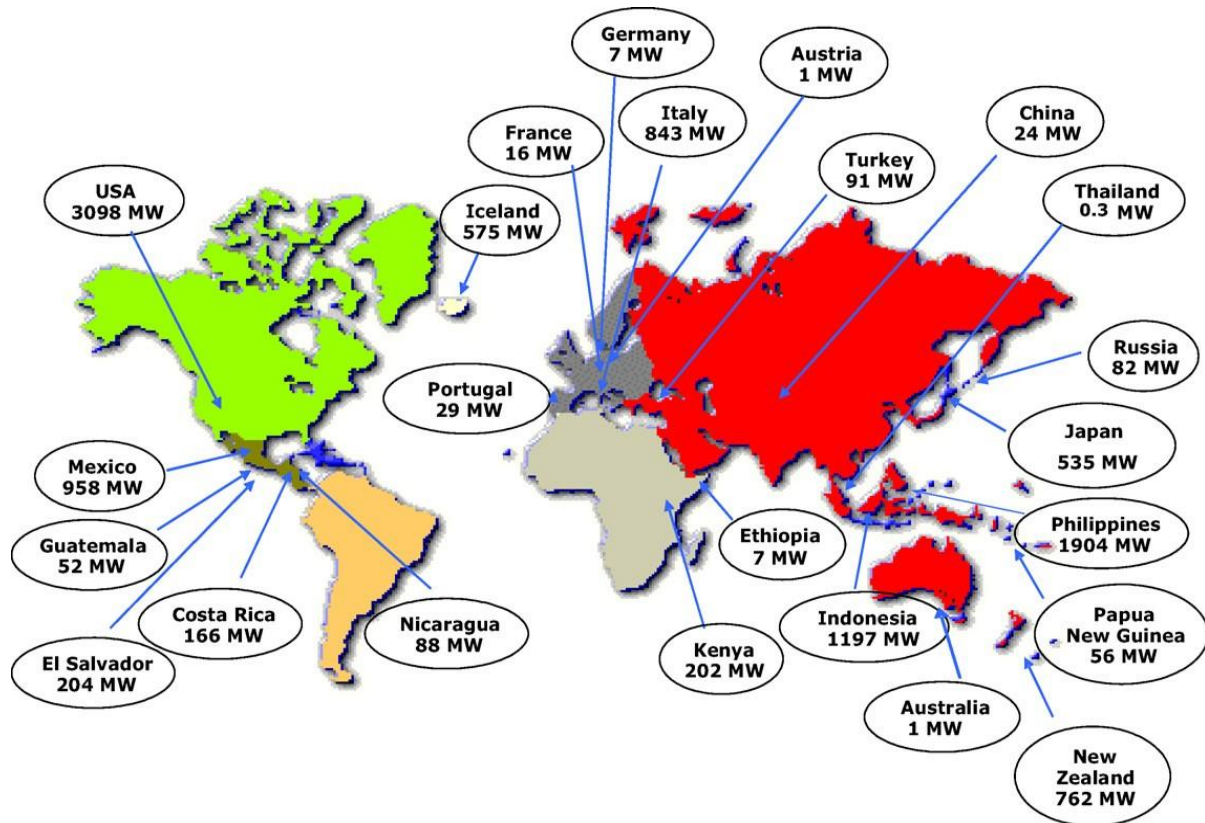


Figure 1.11 Les capacités géothermiques installées en 2010.

1.5.1 Technologies géothermiques

Les technologies géothermiques sont différentes par le type de ressources qu'ils utilisent par le pouvoir ou par la génération de chaleur. Trois types de ressources sont: les ressources à haute température (ressources hydrothermique volcaniques), les ressources basse et moyenne température hydrothermales, et roche chaude.

1.5.1.1 Centrales flash de vapeur :

Sont le type le plus commun de centrales géothermiques de production d'énergie en fonctionnement dans le monde d'aujourd'hui. Fluide à des températures supérieures à 360°F (182°C) est pompée sous haute pression dans un réservoir à la surface maintenue à une pression beaucoup plus faible, entraînant une partie du liquide à vaporiser rapidement, ou "flash". La vapeur entraîne alors une turbine qui entraîne un générateur. Si un liquide reste dans le réservoir, il peut être flashé à nouveau dans un second réservoir pour extraire encore plus d'énergie.

1.5.1.2 Centrales à vapeur sèche :

Qui représentent environ 25% de la capacité géothermique. Aujourd'hui, ils utilisent directement la vapeur sèche qui est acheminé à partir de puits de production à l'usine, puis à la

turbine. Contrôle du flux de vapeur pour répondre aux fluctuations de la demande d'électricité est plus facile que dans les centrales à vapeur de flash, où jusqu'au flux continu dans les puits est nécessaire pour éviter l'effondrement de la gravité de la phase liquide.

1.5.1.3 Centrales binaires :

Constituent le groupe le plus dynamique des centrales géothermiques, parce qu'ils sont capables d'utiliser les ressources à température faible et moyenne, qui sont plus répandus. Les centrales binaires, utilisent un cycle Rankine organique (ORC) ou un cycle de Kalina, fonctionnent généralement avec des températures variant de 73°C - 180°C [43].

Les catégories d'utilisation de l'énergie géothermique sont: pompes à chaleur géothermique, le chauffage des locaux, Effet de serre et de chauffage de sol couvert, bassin de l'aquaculture et du chauffage du chemin de roulement, Séchage des récoltes agricoles, production de chaleur industrielle, fonte des neiges et le refroidissement de l'espace, baignade et la natation, la Chine, le Japon et la Tunisie ont indiqué d'autres usages tels que la surveillance des tremblements de terre, le tourisme, et de l'élevage [44].

1.5.2 L'énergie océanique :

Le premier brevet pour la conversion de l'énergie des vagues a été reçu par monsieur Girard en 1799 [45], la plus grande centrale marémotrice dans le monde a été construit à Saint-Malo, France en 1966 et continue à générer de l'électricité jusqu'à aujourd'hui [46].

Les océans couvrent 70% de la surface de la terre et fournissent des ressources énergétiques énormes sous cinq formes :

1.5.2.1 L'énergie marémotrice:

L'énergie potentielle associée aux marées peut être exploitée par la construction d'un barrage ou d'autres formes de construction à travers un estuaire.

1.5.2.2 Marées (courants marins):

L'énergie cinétique associée a marée (marine) courants peuvent être exploitées en utilisant des systèmes modulaires [47].

1.5.2.3 L'énergie des vagues:

L'énergie cinétique et potentielle associée à vagues de l'océan peut être exploitée par un éventail de technologies en cours de développement.

1.5.2.4 Les gradients de température:

Le gradient de température entre la surface de la mer et de l'eau profonde peuvent être exploités en utilisant les différents processus de conversion de l'énergie thermique des mers (ETM).

1.5.2.5 L'énergie osmotique (gradients de Salinity):

à l'embouchure des rivières, où l'eau douce se mélange à l'eau salée, de l'énergie associée au gradient de Salinity peuvent être exploitées en utilisant le procédé d'osmose inverse pression retardée et les technologies de conversion associés.

1.6 L'énergie hydraulique

L'hydroélectricité provient de l'énergie provenant des turbines étant filé par l'eau qui coule douce. Cela peut être des rivières ou des installations de l'homme, où l'eau coule d'un réservoir de haut niveau à travers un tunnel et à l'écart d'un barrage. L'hydroélectricité est une source d'énergie renouvelable mature et à prix compétitif. Il joue un rôle important dans le bouquet électrique d'aujourd'hui, contribuant à plus de 16% de la production mondiale d'électricité et environ 85% d'électricité renouvelable mondiale. Hydroélectricité contribue à stabiliser les fluctuations entre la demande et l'offre. Ce rôle sera encore plus important dans les décennies à venir, que la part des sources renouvelables d'électricité variables - principalement l'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque (PV) augmenteront considérablement [48].

Le Brésil est le deuxième plus grand producteur d'énergie hydroélectrique dans le monde, derrière la Chine, le pays dépend de l'hydroélectricité pour plus de 75% de son alimentation électrique, le nombre des pays où l'hydroélectricité est une technologie en pleine maturité est de 159.

1.6.1 Technologies d'hydroélectricité :

Les technologies principales sont :

1.6.1.1 Les centrales au fil de l'eau :

Utilisent le débit d'un fleuve et fournissent une énergie de base produite « au fil de l'eau » et injectée immédiatement sur le réseau. Elles nécessitent des aménagements simples et beaucoup moins coûteux que les centrales de plus forte puissance: petits ouvrages de dérivation, petits barrages servant à dériver le débit disponible de la rivière vers la centrale, éventuellement un petit réservoir lorsque le débit de la rivière est trop faible (constante de vidage inférieure à 2 heures). Elles sont généralement constituées d'une prise d'eau, d'un tunnel ou d'un canal, puis d'une conduite forcée et d'une usine hydroélectrique située sur la rive de la rivière. La faible perte de charge dans le tunnel ou le canal permet à l'eau de prendre de la hauteur par rapport à la rivière et donc d'acquérir de l'énergie potentielle.

1.6.1.2 Les centrales d'éclusée :

Dans les grands fleuves ont relativement forte pente, des barrages sur le fleuve ou sur un canal parallèle au fleuve provoquent des suites de chutes d'eau décamétriques qui ne perturbent pas la vallée dans son ensemble grâce à des digues parallèles au fleuve. Les usines hydroélectriques placées aux pieds des barrages turbinent l'eau du fleuve. Une gestion fine de l'eau stockée entre deux barrages permet de fournir de l'énergie de pointe en plus de l'énergie de base.

1.6.1.3 Les centrales-lacs :

(ou centrales de hautes chutes) sont également associées à une retenue d'eau créée par un barrage. Leur réservoir important (constante de vidage de plus de 200 heures) permet un stockage saisonnier de l'eau et une modulation de la production d'électricité : les centrales de lac sont appelées durant les heures de plus forte consommation et permettent de répondre aux pics. L'usine peut être placée au pied du barrage ou bien plus bas. Dans ce cas, l'eau est transférée par des tunnels en charge du lac jusqu'à l'entrée de la centrale.

1.6.1.4 Les stations de transfert d'énergie par pompage :

(STEP) possèdent deux bassins, un bassin supérieur (par exemple, un lac d'altitude) et un bassin inférieur (par exemple une retenue artificielle) entre les quels est placé un dispositif réversible pouvant aussi bien fonctionner comme pompe ou turbine pour la partie hydraulique et comme moteur ou alternateur pour la partie électrique.

1.7 Conclusion

Dans le premier chapitre, on a présenté les différents types d'énergies renouvelables, le potentiel de chaque type d'énergie, l'importance et le développement dans chaque type.

Le potentiel solaire en Algérie, de par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde, la durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700\text{KWh}/\text{m}^2/\text{an}$ au Nord et $2263\text{KWh}/\text{m}^2/\text{an}$ au Sud du pays le potentiel éolien. L'Algérie a un régime de vent modéré (2 à 6 m/s), ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux. Le potentiel de l'énergie géothermique, y a plus de deux cent (200) sources chaudes ont été inventoriées dans la partie Nord du Pays. Un tiers environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C . Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118°C à Biskra. Le potentiel de l'hydroélectricité, les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m^3 . Mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer. Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m^3 , dont environ 2/3 pour les ressources en surface. Cent trois sites de barrages ont été recensé

Plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation. Avec un potentiel actuel est évalué à environ 37 millions de TEP (Tonnes équivalent pétrole), le potentiel récupérable est de l'ordre 3,7 millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%. Le potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles 5 millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés, ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1,33 millions de TEP/an [31].

D'après les statistiques donnée précédemment, l'énergie solaire va jouer un rôle très important dans le futur de l'Algérie dans le coté économique et dans le coté sociale, ou l'énergie solaire c'est la deuxième source importante d'énergie après le pétrole et le gaz. On peut utiliser cette énergie dans les régions éloignées et les régions saharienne pour le pompage, pour l'éclairage publique, et pour les autres utilisations domestique. La connexion des régions éloignées au réseau électrique est trop cher est pas rentable.

Le chapitre suivant est totalement consacré aux modélisations et diagnostic des panneaux photovoltaïques par infrarouge thermographie et à l'étude de l'influence des différentes conditions climatiques sur le rendement des systèmes photovoltaïques.

Chapitre 2: Modélisation et étude des panneaux photovoltaïques.

2 Modélisation et étude des panneaux photovoltaïques

2.1 Introduction

Ce chapitre propose une description détaillée de la modélisation des modules photovoltaïques en fonctionnement, et un diagnostic avec une technique infrarouge. L'emploi du module photovoltaïque dans des installations solaires nécessite une bonne connaissance de ses performances aussi, prévoir son comportement sous différentes conditions climatiques. Les modules photovoltaïques commercialisés nous informent uniquement sur la puissance maximale P_{ppm} , la tension du circuit ouvert V_{oc} , le courant du court-circuit I_{sc} pris à des conditions de test standard (STC), c'est-à-dire à un éclairement de 1000 W/m^2 et une température de cellule de 25 °C et 1,5 AM de spectre (composition du spectre identique au spectre solaire lorsqu'il traverse une épaisseur et demie d'atmosphère, ce qui correspond à un angle d'incidence de 41.8° par rapport à l'horizontale). La puissance maximale d'un module solaire est déterminée dans les conditions de test standard. Cette mesure est utilisée comme contrôle qualité dans divers domaines de la chaîne de valeur puisqu'elle permet de tirer des conclusions claires concernant les performances d'un module solaire.

Les conditions de test standard (STC) ne sont pas l'outil adéquat pour prédire la production d'énergie, elles ont été mises en place pour le but de caractérisation, afin de mesurer l'amélioration des technologies, leurs caractéristiques sont loin de conditions réelles de fonctionnement des modules photovoltaïques. Il y a plusieurs facteurs environnementaux qui peuvent influencer le rendement de la conversion du module PV.

Les cellules solaires en silicium sont largement utilisées dans les modules photovoltaïques (PV). La performance électrique des modules (PV) en silicium est décrite par ses caractéristiques courant-tension (I-V) qui est une fonction du dispositif utilisé et des propriétés des matériaux. L'efficacité de la cellule photovoltaïque est fortement dépendante de la température, on va étudier la performance électrique d'un panneau solaire Si polycristallin dans différentes conditions atmosphériques en utilisant des images thermographiques.

L'étude des performances de module PV est effectuée comme fonction de la température de la jonction et de l'éclairement. Une analyse infrarouge proche de la température de la jonction a permis des mesures de la température de surface afin d'augmenter la précision de mesure et de faire une évaluation fiable de la performance du module PV.

Afin de clarifier quelle sont les différentes utilisations de la thermographie infrarouge passive et les applications dans les systèmes PV, la section suivante propose une revue de différentes utilisations de la thermographie infrarouge passive.

2.1.1 Thermographie infrarouge Passive pour les applications photovoltaïques

La thermographie infrarouge est la technique pour produire une image de la lumière infrarouge invisible émis par des objets en raison de leur état thermique où nous pouvons mesurer les températures de tout objet ou surface à l'image et produire des images en fausses couleurs qui rendent l'interprétation des modèles thermiques plus faciles. Une enquête exhaustive sur la thermographie infrarouge pour mesurer de transfert de chaleur par convection a été signalée dans [49] [50], plus de détails sur l'analyse quantitative et qualitative avec la technique infrarouge est rapportée dans [51] [52]. Usamentiaga et al. (2014), ont discutés et se sont concentrés sur deux applications: mesure de la température et les essais non destructifs de deux des principaux domaines où des capteurs à base de thermographie infrarouge sont utilisées [53]. Les techniques thermiques de traitement d'image [54] [55], expliquent en détails le traitement d'image infrarouge par analyse des données [56]. Luhmann et al.(2013), ont étudiés la performance des caméras thermographiques par rapport à leur modèle d'image géométrique [57]. Lagüela et al.(2011), ont présentés une procédure pour l'étalonnage des caméras thermographiques avec un faible coût, système portable qui fournit la vérification de leurs paramètres météorologiques, tels que la rentabilité, la précision et la dérive [58].

Il ya deux méthodes de mesure différentes: passive et active lorsque la thermographie passive mesure directement la température de surface pour l'évaluation, depuis la région d'intérêt aura point chaud anormale par rapport à l'environnement, où le rayonnement thermique émis par la surface de l'objet (la loi de Planck) est balayée par la caméra infrarouge. Bazilian et al. (2002) ont analysé et évalué par la thermographie infrarouge passive un système photovoltaïque intégré au bâtiment (BIPV) installé à Sydney, en Australie. Ils ont présenté les résultats qualitatifs et quantitatifs comme l'émissivité de surface, les gradients de température à travers les modules photovoltaïques, et le gradient de température entre le toit métallique et les éléments de (BIPV). Ils ont montrés que l'enquête thermographique est un outil utile pour étudier les divers aspects de composants, alors que les systèmes en fonctionnement normal dans le site [51]. Van der Borg et al. (2003) ont proposés un contrôle de qualité pour la fabrication des modules par thermographie où les cellules défectueuses ou des connexions défectueuses peuvent être détectés de manière assez simple

avant le procédé de stratification par thermographie [59]. Moropoulou et al. (2007), ont utilisé la thermographie infrarouge pour l'évaluation de la performance d'un système photovoltaïque intégré sur la façade sud de l'école de génie chimique de l'Université technique nationale d'Athènes. Cette grille connectée avec 50 kWc de batterie solaire, ils ont montré que l'analyse thermographique est un outil utile pour la surveillance sur site de la construction de systèmes photovoltaïques intégrés au bâti (BIPV) [60]. Krenzinger et Andrade.(2007), ont étudiés la thermométrie thermographique du verre extérieur appliqué aux dispositifs d'énergie solaire. Ils ont identifiés l'erreur de réflexion infrarouge du verre et leurs conséquences lors de l'exécution des thermographes plein air [61]. Vodermayr et al.(2008), ont montrés la corrélation entre les images infrarouges et le comportement électrique et le rendement énergétique des modules photovoltaïques [62]. Acciani et al. (2010), ont analysés par thermographie infrarouge et ont évalués l'état de santé du champ photovoltaïque et dans le même temps ils ont détectés les actions nécessaires de l'entretien [63]. Botsaris et al. (2010) , ont étudiés la corrélation pertinente entre la température de fonctionnement d'un module PV in situ (T_c) mesurée par thermographie infrarouge et ses performances électriques relative, et ont discutés les avantages et les inconvénients de la (IR) technique [64]. Simon et Meyer. (2010), ont utilisés la thermographie infrarouge pour cartographie de la distribution de température de surface de cellules solaires et dans le mode de polarisation inverse. Ils ont observés que certaines cellules présentent un manque d'homogénéité de la température de surface entraînant un échauffement localisé (hot-spot), et les différentes techniques utilisées pour analyser la composition élémentaire des différentes régions des cellules solaires [65]. Avdelidis et al. (2011) ont réalisé une étude thermographique sur une centrale photovoltaïque de 1 MW en Grèce, où ils ont constaté que huit panneaux différents ont besoin de remplacement immédiat en raison de leur mauvais fonctionnement, tandis que neuf autres panneaux doivent être étudiés plus (peut-être avec la thermographie actif) [66]. Ancuta et Cepisca. (2011), ont détecté et analysé les points chauds invisibles à l'œil nu, sont mis en évidence et les particules locaux de la poussière accumulée sur la surface du panneau par la thermographie infrarouge [67]. Vergura et al.(2011), ont proposé un procédé pour le traitement des images infrarouge (IR) des modules PV [68]. Rogotis et al. (2011) ont proposé une méthode de diagnostic précoce des défauts, appelé Energy Panel image (PEI) qui exploite l'information spatio-temporelle des images thermiques, et surveille le fonctionnement des modules photovoltaïques installés [69]. Claudia et al. (2011) ont soulignés le rôle de l'émissivité de verre pour les images significatives, et ont utilisé une caméra infrarouge bolomètres monté sur un drone pour analyser une installation PV dans des conditions

d'exploitation réelle [70]. Spagnolo et al. (2012) ont fournis un examen en thermographie infrarouge comme une technique de test pour les installations photovoltaïques et comme une solution fiable dans la détection des défauts et le suivi de l'efficacité, et ont présenté une enquête exhaustive sur les défauts des cellules et les modules PV. Ils ont proposé de valider la thermographie comme un test de routine qui devrait être effectué périodiquement sur le site d'installation [71]. Tsanakas et al(2011) ont évalué la thermographie passive et active comme un outil pour le suivi des performances des modules photovoltaïques. Ils ont discuté les avantages, les limites, et la potentialité des approches destinées comme méthode de surveillance d'état fiable grâce à l'évaluation des performances des modules photovoltaïques [72]. Kaplani (2012) a présenté et analysé les effets de dégradation observés dans les cellules photovoltaïques gravement décolorées dans EVA à partir de modules en terrain âge opérant déjà 18-22 ans. Les effets de la température de la dégradation sont identifiés grâce à la thermographie infrarouge dans les barres bus, contact de soudure, boursoufflures, les points chauds et les zones chaudes. Il a développé un algorithme pour détecter automatiquement EVA décoloration dans des cellules photovoltaïques par traitement de l'image numérique [73]. Tsanakas et Botsaris (2012) ont étudié expérimentalement le potentiel et l'applicabilité d'une approche non destructive, thermographique pour la détection des hot-spot et l'évaluation de la performance des modules PV, installé sur le toit d'un bâtiment, ils ont montré qu'il y a une corrélation évidente entre le motif de la température anormale d'un module et les points chauds existants à travers sa surface au moyen de ROI⁴, histogramme de l'image et l'analyse du profil de ligne [74]. Buerhop,et al. (2012) ont étudié la fiabilité de l'imagerie infrarouge des modules PV dans des conditions de fonctionnement réelles. Ils ont étudié en détail quinze installations PV où ils ont analysés environ de 260 modules démantelés par les mesures de puissance ainsi que l'électroluminescence et infrarouge thermographie. Ils ont prouvé la fiabilité et l'utilité de la cartographie infrarouge des installations PV [75]. Spanoche et al. (2012) ont présenté une méthode fondée sur un modèle pour la suppression des points chauds du module PV partiellement ombragé. Ils ont mesuré la température des cellules ombragées avec suppression des points chauds par la caméra IR. Ils ont montré que la densité de puissance dissipée dans la cellule (s) ombragé est réduite par un facteur de 4, lorsque les conditions de fonctionnement sont déterminées par la suppression des points chauds [76]. Tsanakas et al. (2013) ont proposé l'utilisation du traitement de l'image thermique et l'opérateur de détection de bord Canny comme outils de diagnostic pour les défauts de

⁴ Régions d'intérêt, c'est une abréviation de Regions Of Interest ROI

module liés à des points chauds. Ils ont appliqué les régions d'intérêt ROI et l'analyse de la ligne de profile pour décrire les images thermiques de modules. Une analyse de l'histogramme a été appliquée à des régions polygonales de ROIs [77]. Hu et al. (2013) ont développé un modèle basé sur des paramètres d'un module photovoltaïque, ils ont calculé à partir de deux points de fonctionnement sur le module PV avec la température correspondante à partir d'une caméra infrarouge, l'énergie effective totale, le coefficient d'échange de chaleur et la température ambiante, ils ont réalisé un diagnostic de pannes basé sur ce modèle de paramètre [78]. Hu et al. (2014) ont présenté un faible coût et une analyse efficace de la distribution de température pour identifier la désadaptation des défauts par thermographie de module PV. Ils ont défini trois catégories de défauts en termes de niveaux de défaut, qui conduisent à des caractéristiques différentes bornes des modules photovoltaïques [79]. Grimaccia et al. (2014) ont proposé une méthode fiable, rapide et rentable pour la planification et le suivi de l'installation photovoltaïque à l'aide d'un système aérien sans pilote (UAS)⁵. Ils ont effectué l'étude expérimentale aux Solar Tech Lab à l'université Politecnico di Milano et aussi dans un champ PV réel (dans nord de l'Italie) d'une capacité de 3 MW. Ils ont utilisé une technique de thermographie infrarouge passive pour détecter certains défauts [80]. Bellezza et al. (2014) ont proposé un nouveau concept de surveillance, en utilisant des drones (UAS) pour détecter les différents types d'échecs de modules PV. Ils ont déterminé la faisabilité réelle de la technologie UAS dans l'inspection des champs photovoltaïque. Ils ont évalué les données capturées par les différents capteurs montés à bord, ils sont utilisés une caméra infrarouges pour détecter les régions à haute température sur la surface du module PV [81]. Zou et al. (2014) ont étudié et ont vérifié par des expériences le mécanisme de la dégénération de l'image IR et le phénomène de changement graduel. Ils ont proposé une méthode pour récupérer la température réelle de l'image IR dégénéré de modules photovoltaïques et définir la sensibilité à la température, et analyser comment la transmission atmosphérique et l'émissivité directionnelle auront une incidence sur la différence de la température affichée dans l'image IR utilisé comme des critères pour évaluer la qualité de l'image IR [82].

La thermographie infrarouge active mesure la température de surface pour l'évaluation après application de l'excitation thermique. Une source d'énergie externe est nécessaire pour produire un contraste thermique entre la fonction de l'intérêt et de l'arrière-plan. Plus de

⁵ *unmanned aerial systems (UAS) technology*

détails à propos de la thermographie active et passive est signalé à Ibarra-Castanedo, C .et al [83], Ebner, R et al [84]. On peut utiliser cette technique sur terrain, car elle est spécifiquement utilisée dans les laboratoires pour la vérification des cellules et des modules PV.

2.2 Modélisation d'un générateur photovoltaïque

Le modèle mathématique associé à une cellule s'en déduit à partir de celui d'une jonction PN. On y ajoute le courant I_{ph} , proportionnel à l'éclairement, ainsi qu'un terme modélisant les phénomènes internes. Le circuit électrique équivalent est représenté sur la figure 2.1. Le courant I dans la sortie de la cellule est alors :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \frac{q(V - R_s I)}{kT} - 1 \right) - \frac{U + R_s I}{R_{sh}} \quad (2.1)$$

Ou $\frac{kT}{q} = V_T$ qui représente le potentiel thermique (25mV à 20°C)

I_{ph} : Photo courant, ou courant généré par l'éclairement.

s : Courant de saturation de la diode.

I_d : Courant circulant dans la diode.

R_s : Résistance série (Ω).

R_{sh} : Résistance shunt (Ω).

k : Constante de Boltzmann, $k : 8.62 \cdot 10^{-5} \text{ JK}^{-1}$.

q : Charge de l'électron $e : 1.602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$.

T : Température de la cellule (K).

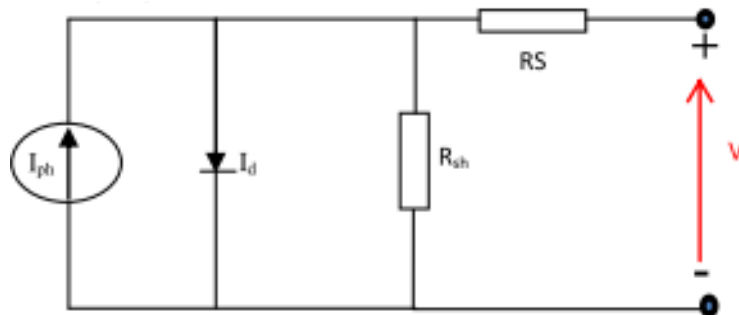


Figure 2.1 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Une cellule PV typique à simple jonction produit une tension de sortie inférieure à 1V, donc un certain nombre de cellules photovoltaïques sont connectés en série pour atteindre une tension de sortie souhaitée. Lorsque les cellules connectées en série sont placées dans un cadre, il est appelé en tant que module. Lorsque la résistance parallèle R_{sh} a une valeur assez grande, elle peut alors être négligée en première approximation et la photo courant générée suivra hors de la cellule comme un courant de court-circuit (I_{sc}). Les causes et les effets des résistances parasites sont exposés en détails [85]. Ainsi, $I_{sc} = I_{ph}$, et n est le facteur d'idéalité.

$$I = I_{sc} - I_s \left(e^{\frac{q(V-R_s I)}{nKT}} - 1 \right) \quad (2.2)$$

Premièrement, calculer le courant de court-circuit (I_{sc}) à une température de cellule donnée (T).

$$I_{sc/T} = I_{sc/T_{ref}} (1 - \alpha(T - T_{ref})) \quad (2.3)$$

Où : I_{sc} le courant court-circuit à la température de référence T_{ref} , est donnée dans la fiche technique (mesurée sous les conditions standard STC).

T_{ref} est la température de référence de la cellule PV en Kelvin (K), habituellement 298 K qui correspond à 25°C.

α est le coefficient de température est également donné dans la fiche technique.

Comme une bonne approximation, le photo-courant généré, qui est égale à I_{sc} , est directement proportionnelle à l'ensellement. Ainsi, si la valeur I_{sc} est connu dans la fiche technique dont les conditions de test standard, $G_0 = 1000W / m^2$ sous la masse d'air (AM) = 1,5 puis le photo-courant généré à tout autre rayonnement, G (W / m^2), est donné par :

$$I_{sc/G0} = \left(\frac{G}{G_0} \right) I_{sc/G0} \quad (2.4)$$

Le courant de saturation inverse de la diode (I_0) à la température de référence (T_{ref}) avec le facteur d'idéalité ajouté au diode, est donnée par:

$$I_0 = \frac{I_{sc}}{\left(e^{\left(\frac{qV_{oc}}{nkT} \right)} - 1 \right)} \quad (2.5)$$

Le courant de saturation inverse (I_0) dépend de la température, il est calculé par l'équation suivante :

$$I_{0/T} = I_{0/T_{ref}} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^{\frac{3}{n}} e^{\left(\frac{-q \cdot E_g}{nk} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right)} \quad (2.6)$$

Le facteur d'idéalité de la diode (n) est inconnu et doit être estimé. Il prend une valeur comprise entre un et deux, la valeur de $n = 1$ (pour la diode idéale), est cependant, utilisé jusqu'à une valeur plus précise est estimé plus tard par ajustement de la courbe. La figure 2.2 montre l'effet de la variation du facteur d'idéalité.

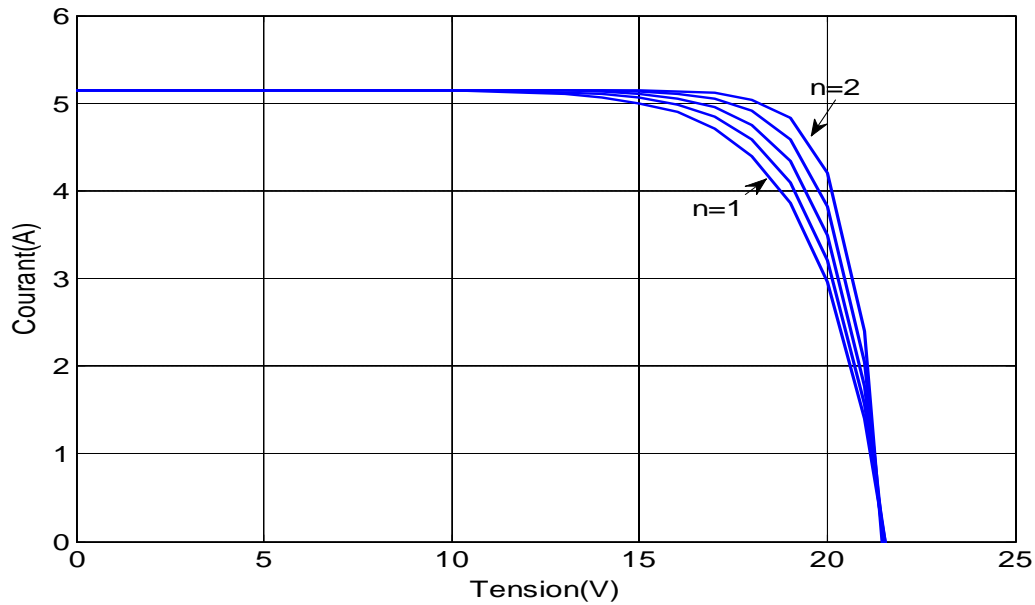


Figure 2.2 l'effet de la variation du facteur d'idéalité.

La résistance série (R_S) du module PV a un grand impact sur la pente de la courbe IV près de la tension en circuit ouvert (V_{oc}), donc la valeur de la résistance série R_S est calculée en évaluant la pente dI/dV de la courbe IV au V_{oc} . L'équation de R_S est dérivée en différenciant l'équation IV, puis en réorganisant en termes de R_S , comme indiqué dans l'équation (7).

$$R_s = - \left. \frac{dV}{dI} \right|_{V_{oc}} - \frac{nkT/q}{I_0 e^{\left(\frac{qV_{oc}}{nkT}\right)}} \quad (2.7)$$

La figure suivante présente l'effet de la variation de la résistance en série sur la courbe courant tension sous Matlab.

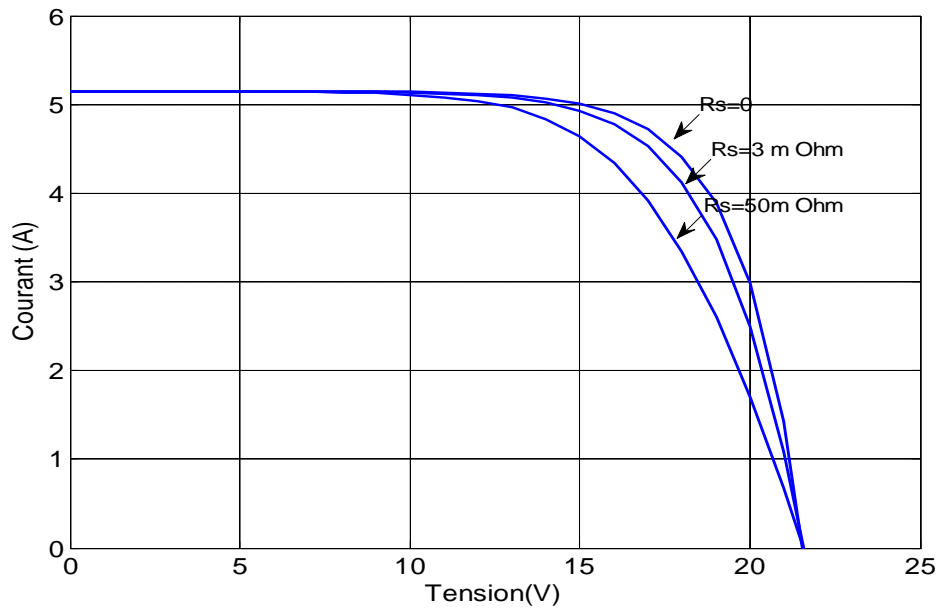


Figure 2.3 l'effet de la variation de la résistance série.

dv/dI est la pente de la courbe IV au V_{oc} (en utilisant la courbe IV dans la fiche technique, puis le diviser par le nombre de cellules en série) :

V_{oc} est la tension en circuit ouvert de la cellule (division de V_{oc} dans la fiche technique par le nombre de cellules en série).

Enfin, l'équation de caractéristique IV est résolue en utilisant la méthode de Newton pour la convergence rapide de la réponse, parce que la solution de courant est récursive par l'inclusion d'une résistance série dans le modèle. La méthode de Newton est décrite comme:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (2.8)$$

Où $f'(x_n)$ est la dérivée de la fonction,

$f(x) = 0$, x_n est la valeur actuelle et x_{n+1} la valeur suivante.

$$f(I) = I_{sc} - I - I_0 \left[\exp\left(q \left(\frac{V + IR_s}{KT} \right)\right) - 1 \right] = 0 \quad (2.9)$$

En utilisant les équations ci-dessus, le courant de sortie (I) est calculé de façon itérative [85].

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{sc} - I_n - I_0 \left[e^{\left(\frac{V + I_n R_s}{nkT} \right)} - 1 \right]}{-1 - I_0 \left(\frac{q R_s}{nkT} \right) e^{\left(\frac{V + I_n R_s}{nkT} \right)}} \quad (2.10)$$

Pour le module photovoltaïque il faut multiplier la tension par le nombre des cellules connectées en série. Les cellules connectées en parallèle font une augmentation de courant et les cellules connectées en série fournissent des tensions de sortie supérieures. Si le module est composé du connexions parallèles des cellules photovoltaïques N_p le courant de saturation peut être exprimé comme $I_{pv} = I_{pv, cellule} * N_p$, $I_0 = I_{0, cellule} * N_p$.

2.3 Moyens utilisés pour l'étude

2.3.1 Module photovoltaïque

Le panneau utilisé est un panneau solaire type NE-80E1EJ Polycristallin avec une puissance de sortie maximale de 80 W, une tension de circuit ouverte est de 21,6 V, un courant de court-circuit de 5,15 A, la tension de la puissance max V_m (V) est de 17,3 V. Le courant de la puissance max I_m (A) est de 4,63 A, le facteur de forme FF (%) est de 71,9. L'efficacité du panneau η (%) est 12,1, le coefficient de température pour p_{max} (% /°C) égale à -0,49, le coefficient de température pour V_{co} (% /°C) égale à -0,35, le coefficient de la température pour I_{cc} (% /°C) égale à 0,053.

Ces paramètres sont calculés sous les conditions standards température de 25°C, éclairement de 1000 W/m², et la masse d'air AM 1,5 (composition du spectre identique au spectre solaire lorsqu'il traverse une épaisseur et demie d'atmosphère, ce qui correspond à un angle d'incidence de 41.8° par rapport à l'horizontale). Les caractéristiques de ce panneau sont données dans la fiche technique du module.

2.3.2 Camera infrarouge

La détermination de la température de panneau est obtenue à l'aide d'une caméra infrarouge « Irisys 4000 » qui a 20° x 15° champ de vision, et un détecteur 160 x 120 (19200)

de pixel et fourni avec son propre logiciel. Parmi les options de cet appareil d'enregistrement thermographiques, est la possibilité de mesurer la température à chaque point du panneau. Le principe de fonctionnement est basé sur la collecte du rayonnement infrarouge émis par le panneau solaire. Les images thermiques stockées sur la carte mémoire fournie peuvent être transféré à un PC et un logiciel est fourni pour afficher et analyser l'enregistrement des images thermiques.

Le courant de court-circuit (I_{sc}) est mesuré avec la tension en circuit ouvert (V_{oc}) par un multimètre. Le courant maximum (I_{max}) et la tension maximale générée par le panneau (V_{max}) sont également mesurés. Une résistance variable (rhéostat) de 0 à 100Ω , considérée comme une résistance de charge est utilisée. La variation de cette résistance implique une variation des valeurs d' I et V_m . La caméra infrarouge vise à suivre et à observer la variation de la température des cellules.

Comme montre la Figure. 2.4, la caméra de thermographie est éloignée de 1 mètre du panneau photovoltaïque afin de distinguer clairement chaque cellule PV séparément. L'inclinaison est choisie afin d'éviter la réflexion de l'ensoleillement.

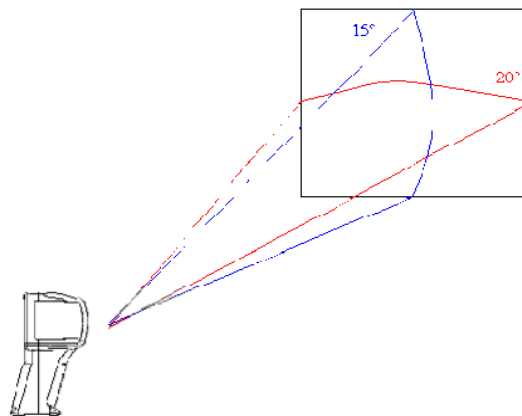


Figure 2.4 l'utilisation de la caméra infrarouge.

L'éclairement est un paramètre important dans l'effet photovoltaïque. En effet, le rayonnement solaire incident sur les panneaux solaires permet de générer une puissance énergétique. La figure 2.5 présente la variation d'ensoleillement en fonction du temps.

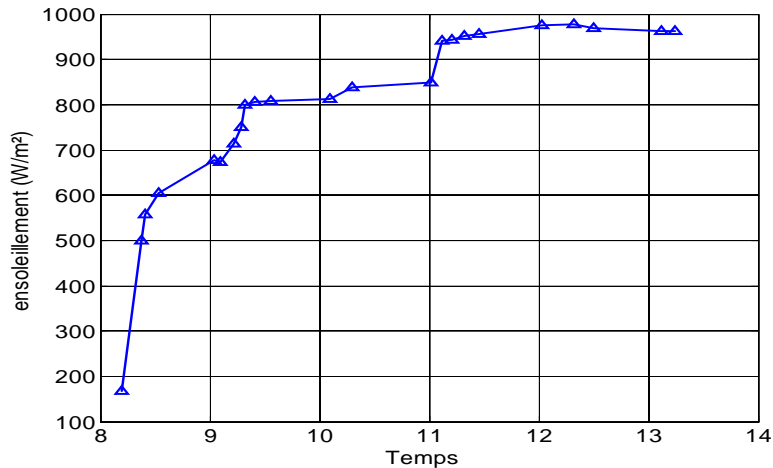


Figure 2.5 Variation de l'éclairement en fonction de temps.

On constate que l'éclairement augmente au fur et à mesure que le soleil se déplace perpendiculairement. En effet, l'éclairement maximum est aux environs de 1000 W/m^2 . Tandis que, la valeur de l'éclairement à 8h38 min est de l'ordre de 500 W/m^2 . En conséquence, la puissance maximale mesurée pendant la journée est entre 11h45 et 12h50 et évalué à 975 W/m^2 à 12h03 min. L'éclairage maximum pendant la journée est d'environ 12,30 (1000 W/m^2). Certains jours, il y a un passage de nuages ou il y a l'air poussiéreux l'éclairage diminue à 12,32 ($976,92 \text{ W/m}^2$).

2.4 Les caractéristiques courant-tension mesurées et simulées

Dans cette partie importante dans laquelle on a mesuré la puissance de sortie de panneau solaire utilisé. A l'aide d'un multimètre, on a mesuré le courant de court-circuit I_{cc} et la tension du circuit ouvert V_{co} . On constate également le courant maximal I_m et la tension maximale V_m généré par ce panneau en utilisant une résistance variable (rhéostat) de 0 à 100Ω , considéré comme une résistance de charge, branchée en parallèle avec notre panneau. La variation de cette résistance implique une variation des valeurs de I_m et V_m . La figure 2.6 illustre le montage utilisé pour mesurer la caractéristique $I = F(V)$.

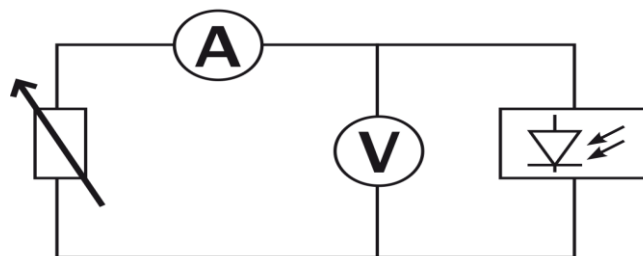


Figure 2.6 Montage utilisé pour mesurer la caractéristique $I = F(V)$.

Le fonctionnement d'un module photovoltaïque est caractérisé essentiellement par trois zones. La première zone le module fonctionne comme un générateur de courant ou le courant est proche du courant de court-circuit et la tension est faible. Dans la deuxième zone le module fonctionne comme un générateur de tension : dans ce cas la tension est proche de la tension à vide (circuit ouverte) V_{co} et le courant est faible. Dans la troisième zone le module en état de fonctionnement optimal ou l'exploitation d'énergie est maximale et la puissance délivrée est maximisée par rapport aux autres zones.

Pour tracer la caractéristique courant-tension, comme le montre la figure 2.6, et afin d'assurer que les conditions ambiantes reste les mêmes dans un temps assez court (changement de temps implique une variation de l'éclairement et de la température de jonction), on a pris des mesures de I_m et V_m à 12h30min avec une température ambiante de 25°C et température du panneau de 50°C mesurée à l'aide d'une caméra IR.

La simulation des caractéristiques courant-tension du module, effectuée à l'aide du logiciel *MATLAB* et en intégrant les données du constructeur, la figure 2.7 représente les caractéristiques mesurées et simulés.

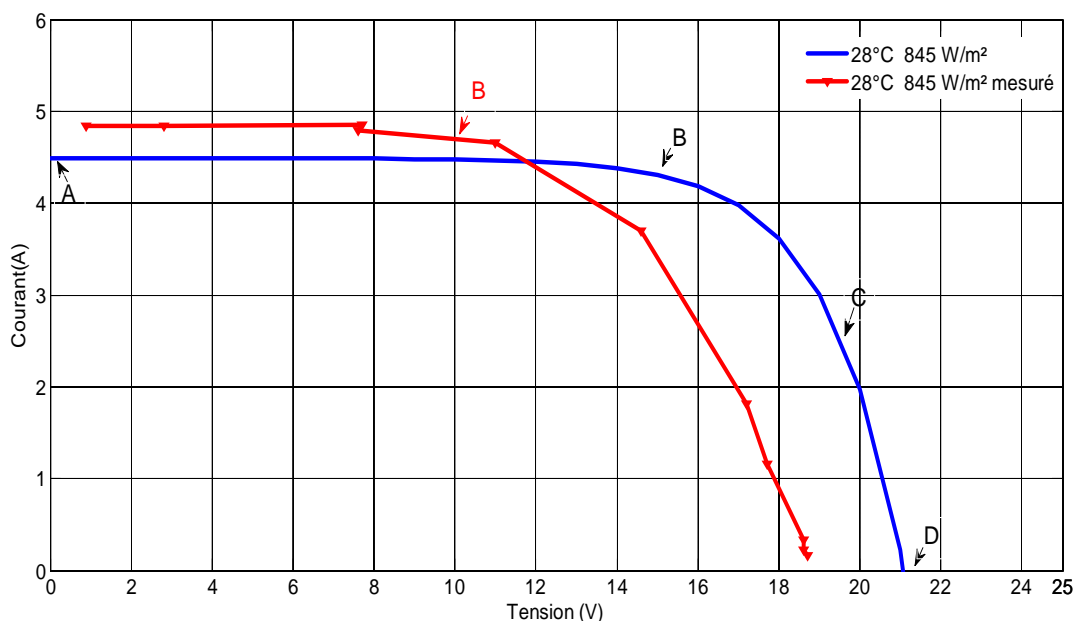


Figure 2.7 Caractéristiques I-V mesuré et simulé.

D'après les caractéristiques courant-tension simulés avec des valeurs données par le constructeur de panneau photovoltaïque et mesurés expérimentalement, on constate que :

- Les courbes courant-tension présentent presque la même allure.
- D'après les zones de fonctionnement du panneau, figure 2.7 présente la différence entre les caractéristiques courant-tension mesurés et simulés sont divisés en trois zones :

1- La première zone [AB] : le panneau se comporte comme un générateur de courant c'est-à-dire que le courant est maximal et la tension est variable. On constate que la valeur du courant maximale de court-circuit I_{cc} dans les courbes simulées est plus importante que ceux mesurées. En effet, le courant de court-circuit qui est donné par le constructeur est de l'ordre de 5,15 A dans les conditions standards ($T= 25^{\circ}\text{C}$ et $E=1000 \text{ W/ m}^2$). Par contre, dans notre cas où les conditions ne sont plus les mêmes, on a trouvé que $I_{cc} = 4.48 \text{ A}$ simulée. Elle est de l'ordre de 4,84A mesurée à une température ambiante de 28°C , un éclairage de l'ordre de 845 W/m^2 et une température de panneau de 50°C diminution de 0.36 A.

2- La deuxième zone [CD] : le panneau se comporte comme un générateur de tension c'est-à-dire le courant est faible et la tension est importante. On remarque dans cette zone que la différence des valeurs de tension est de l'ordre de 2,3 V (valeur mesurée 18,7 et valeur simulé 21V). Cette diminution au niveau de la tension est due à l'augmentation de la température de panneau qui est de l'ordre de 50°C (mesurée).

3- La troisième zone [BC] : le fonctionnement de panneau est optimal, c'est-à-dire que la puissance est maximale. On constate que la pente des deux courbes (mesurée et simulée) n'est pas la même. En effet, le point de départ de cette zone, le point B dans la Figure 2.6 des caractéristiques courant-tension simulés est d'environ 15V. Par contre dans les caractéristiques mesurées, ce point de départ est seulement 10 V. Par conséquent, la valeur simulée est plus importante que celle mesurée.

2.5 Caractéristique puissance-tension mesurés et simulés

Concernant les caractéristiques puissance-tension, la différence entre les deux courbes est significative. En effet, on constate une chute de puissance de l'ordre de 20 W (simulé 80 W et 60 W mesuré). Cette chute est due à l'augmentation de la température qui a diminué la tension (simulé 21,6 V et mesuré (18,7 V), puisque la tension et la puissance sont proportionnelles. Si par exemple, on veut trouver la tension et le courant maximale d'un panneau (V_m, I_m), il suffit de tracer la courbe courant-tension et puissance-tension ensemble.

Dans notre cas l'ensoleillement est de l'ordre 845 W/m^2 avec une température ambiante de l'ordre de 28°C . La puissance mesurée est près de la puissance simulée avec un ensoleillement de l'ordre 750 W/m^2 et température ambiante de 25°C , la puissance de sortie est affectée directement par l'augmentation de la température ambiante (31°C) a la fin du test et la température des cellules (50°C), la figure 2.8 présente les caractéristiques puissance-tension mesurés et simulés.

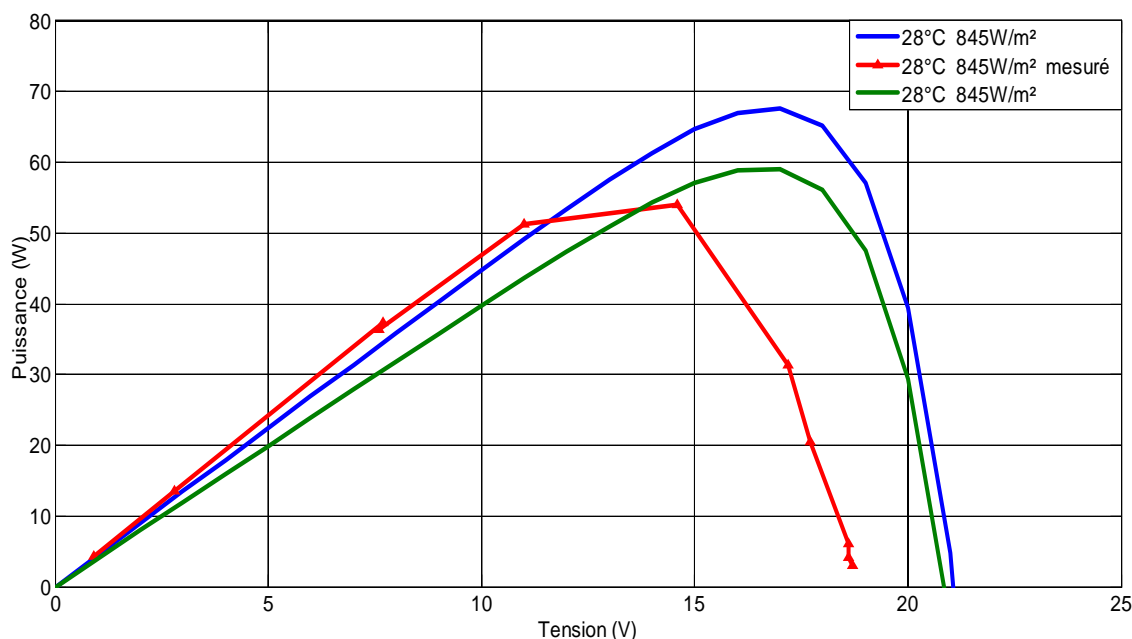


Figure 2.8 caractéristiques puissance- tension mesuré et simulés.

2.6 L'influence de la température sur la caractéristique courant-tension

Afin de déterminer l'effet de la température sur les caractéristiques du panneau, on a simulé la tendance des courbes à l'aide du logiciel *MATLAB* pour des différentes températures (25°C , 50°C , 75°C).

La figure 2.9 montre les résultats de simulation de l'influence de température sur les caractéristiques courant-tension et puissance tension. Selon les allures des graphes, on peut interpréter comme suit : On observe une augmentation de la photo courant notamment à cause de la diminution de la bande interdite. Cette augmentation est de l'ordre de $2,7\text{mA}/^\circ\text{C}$, soit une variation relative de $+0,053\%/^\circ\text{C}$. En même temps, on assiste à une augmentation notable du courant direct de la cellule, entraînant une diminution nette de la tension de circuit ouvert environ $-75,6 \text{ mV}/^\circ\text{C}$, soit une variation relative de $-0,35\%/^\circ\text{C}$. L'augmentation de température se traduit donc au total par une baisse relative de la puissance disponible de

-0,36%/°C, soit une variation relative de -0,4%/°C. On observe, d'après ces courbes simulées que lorsque la température augmente de 25°C à 75°C, la puissance chute de 25 %, c'est-à-dire de 80 à 60W environ.

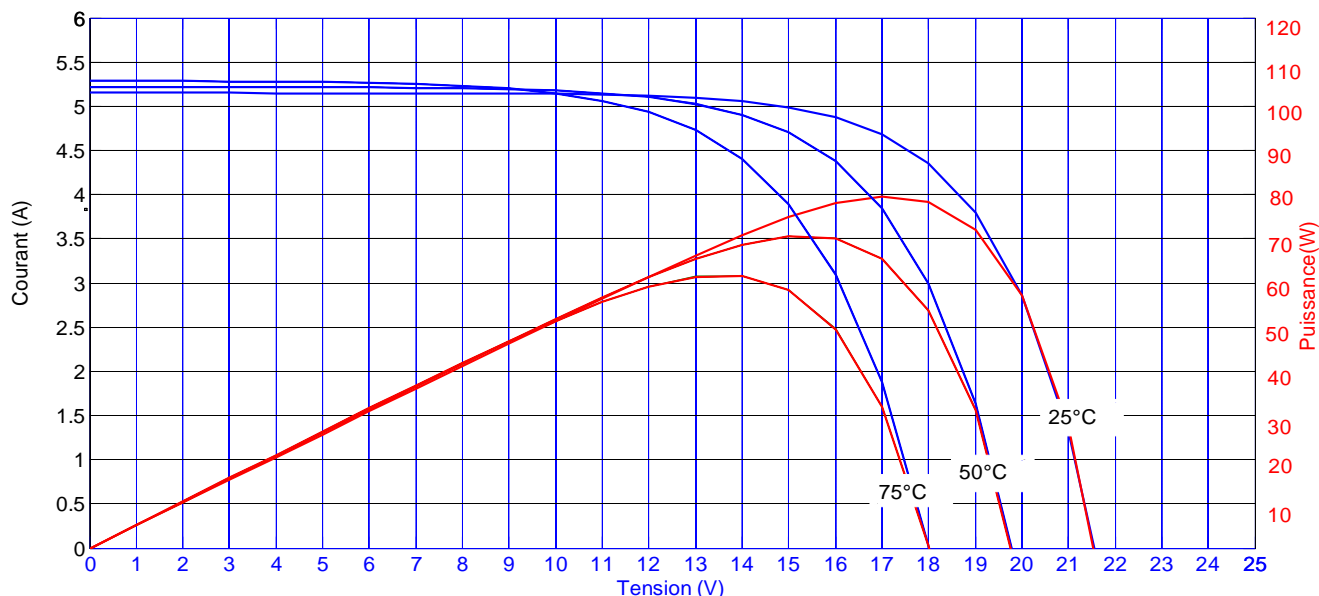


Figure 2.9 les caractéristiques courant-tension et puissance tension simulées.

On observe qu'il y a une relation inverse entre la température et la puissance telle que lorsque la température augmente, la tension et la puissance vont diminuer, avec moins influence sur le courant. Dans cette partie de l'expérience, on a exposé le panneau photovoltaïque au soleil de 8h20min à 13h24min. Cette procédure expérimentale s'inscrit dans le but de mesurer la température de jonction du panneau par thermographie Infrarouge à n'importe quelle partie du panneau et aussi de mesurer la puissance de sortie en mesurant respectivement le courant et la tension par le voltmètre et l'ampèremètre.

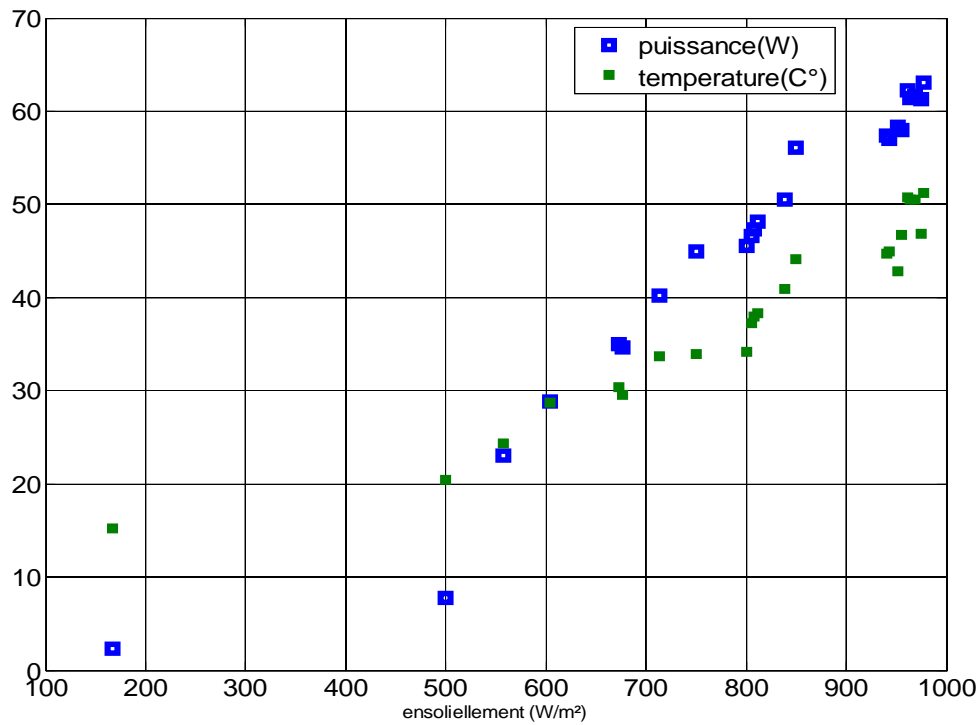


Figure 2.10 Variation de la puissance et de la température en fonction d'ensoleillement.

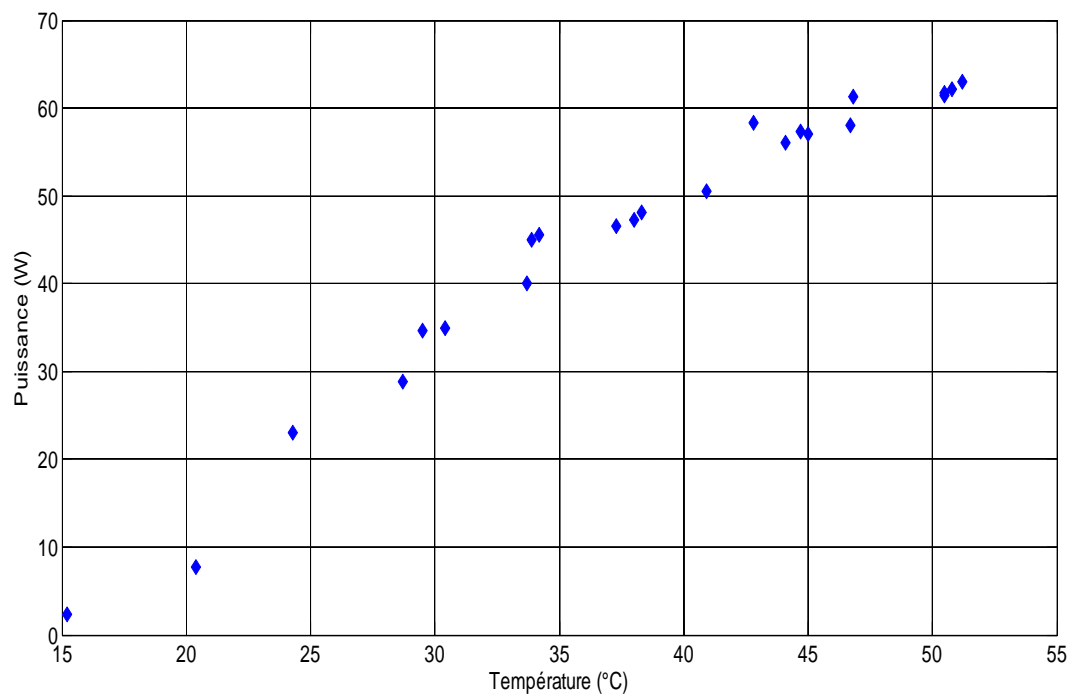


Figure 2.11 Variation de la puissance en fonction de la température.

D'après l'évolution de la courbe des figures 2.10, et 2.11, on observe que la puissance est relativement proportionnelle à l'ensoleillement. Tandis que la variation de la puissance en fonction de la température du panneau solaire suit également la même évolution.

L'augmentation de la température et due à :

L'augmentation d'éclairement reçue au niveau de la surface de panneau

La partie de spectre solaire qui pénètre dans la jonction ne se convertit pas en électricité, il augmente la température de la jonction, la longueur d'onde qui n'est pas adéquate pour l'énergie de gap E_g fait augmenter la température de jonction.

Comme il est montré dans la figure précédente, l'augmentation de la température du module engendre une diminution de la puissance, la température du panneau atteint $50,5^\circ\text{C}$ la puissance est près de 1000 W/m^2 et la puissance ne peut pas dépasser $62,20 \text{ W}$, ce qui implique que l'augmentation de 25°C de température engendre une diminution de la puissance de l'ordre de 18 W .

2.7 Évaluation du rendement photovoltaïque avec la température

Le but de cet essai est de déterminer l'influence de la température sur le rendement du panneau photovoltaïque en mesurant les caractéristiques du panneau qui sont le courant, la tension et la puissance. La mesure de la température est faite par thermographie.

La procédure expérimentale consiste à varier la température du panneau par refroidissement à jet d'eau. L'essai est effectué à un temps très réduit afin d'éviter l'effet de variation de l'éclairement et par conséquent la variation du rendement photovoltaïque η .

$$\eta = \frac{P_m}{P_{abs}} \quad (2.11)$$

P_m : la puissance maximale

P_{abs} : la puissance absorbée par la cellule photovoltaïque, cette puissance étant le produit de puissance lumineuse surfacique par la surface de la cellule.

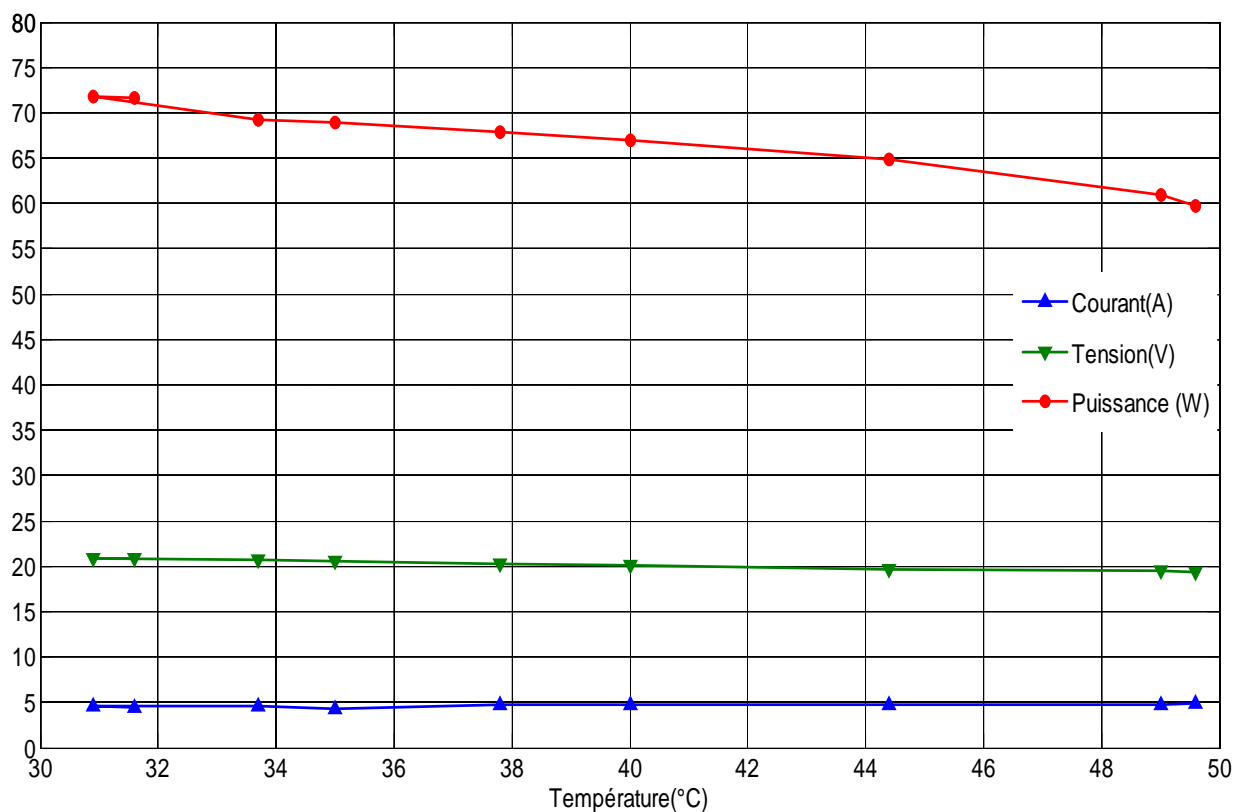


Figure 2.12 Effet de la température sur le courant, la tension et la puissance.

Le tableau 2.1 indique la variation de l'efficacité du module en fonction de la température.

Tableau 2-1 la variation de l'efficacité du module en fonction de la température.

Température (C°)	30	35	40	45	50
Efficacité (%)	10,9	10,3	10,1	9,6	8,9

2.8 Observation et analyse des thermographes

Les thermographes de la figure 2.13 illustre la variation de la température du panneau photovoltaïque exposé au soleil de 9h18min à 10h49min. Ces thermographes sont à enregistrer par camera IR l'un après l'autre avec un intervalle de temps variable.

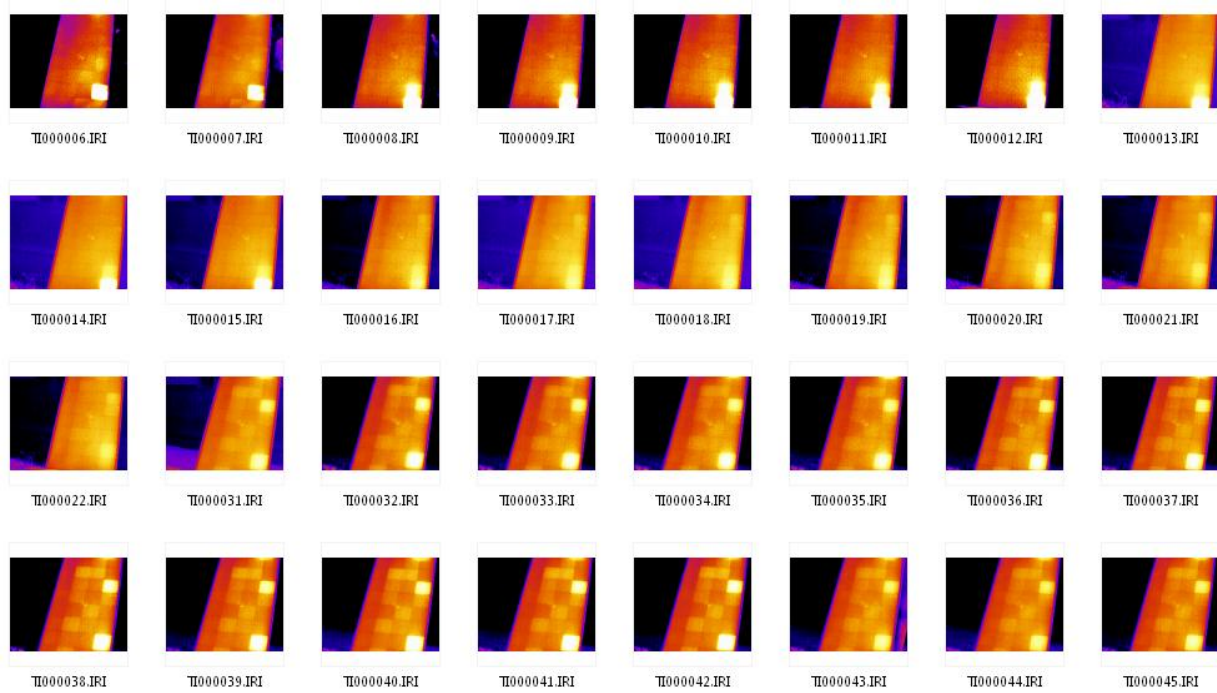


Figure 2.13 Température surfacique du panneau par thermographie.

L'évolution de la température dans le panneau selon les thermographes peut être expliquée comme suit :

Pendant l'exposition du panneau solaire au soleil, la température du panneau augmente avec l'augmentation de température de jonction. D'après les résultats obtenus, on constate qu'il existe un intervalle de température critique du panneau (dans ce cas de 37°C jusqu'à 45°C). A ces températures le fonctionnement du panneau est mauvais, car il n'y a pas d'uniformité de la température au niveau du panneau (la température de la cellule blanche atteint 50,2°C). Ce qui implique que les cellules du panneau ne génèrent pas la même puissance et donc le panneau ne peut pas générer sa puissance maximale. Cela est dû à :

1-Les cellules photovoltaïques du panneau solaire ne génèrent pas de puissance identique.

2-Les cellules qui génèrent moins de puissance jouent le rôle d'une résistance et donc des récepteurs qui dissipent la puissance car les cellules sont branchés verticalement en parallèle, et horizontalement en série. On peut voir que les cellules sur le côté gauche sont plus froides que celles qui sur le côté droit des figures ou la direction du vent au moment de l'expérience était de gauche à droite, le vent joue un rôle très important dans le refroidissement du module.

La figure 2.14 montre la répartition de la température dans le thermographe, prise selon la variation de l'évolution de la température avec le temps. Le point chaud (curseur 2) caractérisé par une température plus élevée par rapport à la moyenne est dû à la présence de la boîte de connexion à l'arrière du panneau. Cela limite le refroidissement par convection et par conséquent la surface correspondante est plus chaude, la zone froide qui est présentée par le couleur bleu, cette zone est ombragée ou bien elle est à la façade du vent.

La figure 2.15 est l'histogramme de la densité de la température de la figure 2. 12, montre que les points mesurés sont dans une large gamme.

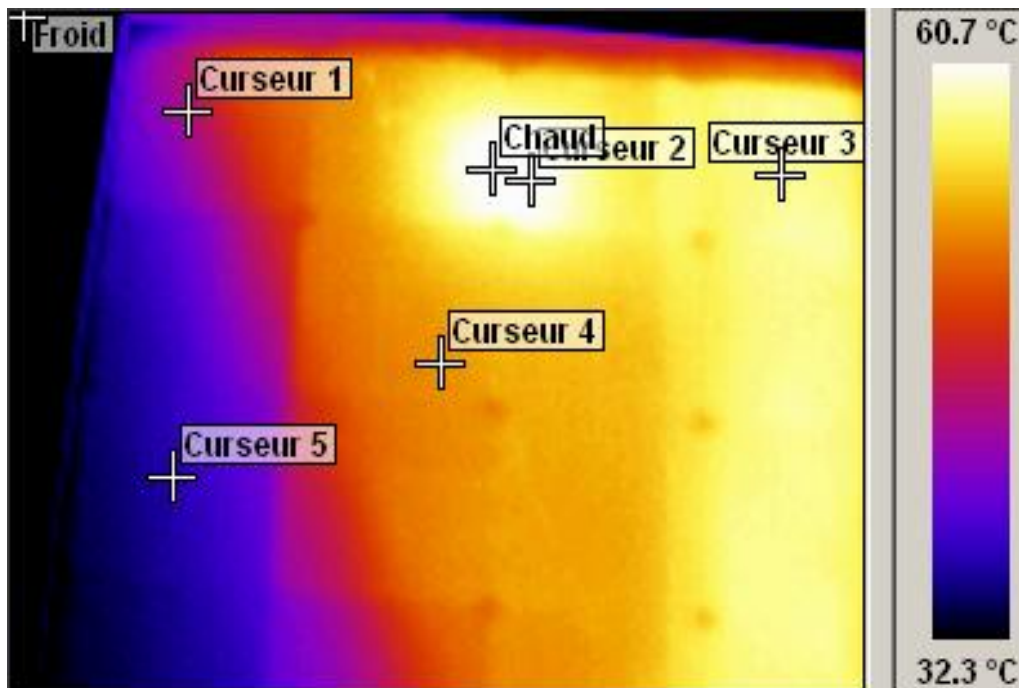


Figure 2.14 Distribution de la température superficielle du panneau photovoltaïque.

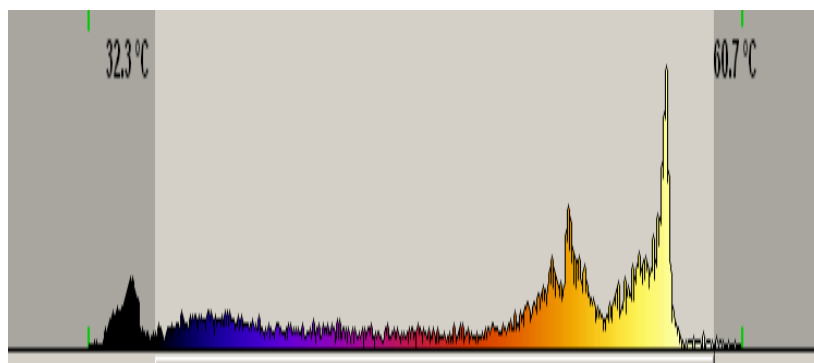


Figure 2.15 Histogramme de la densité de la température.

Cette technique peut être utilisée dans la détection des défauts comme un diagnostic de la panne. En fait, la détection de la tache chaude (ou la cellule chaude) peut aider à refroidir ou changer la cellule de droite. Les possibilités d'erreur pour les panneaux photovoltaïques mentionnés dans la littérature sont rapportées dans le tableau suivant [86].

Tableau 2-2 Possibilités d'erreur pour les panneaux photovoltaïques.

Défaut	Cause	Effet
Cellules brisées; microfissures interconnexions cassés	Le stress mécanique induit par les charges mécaniques ou thermiques	Zones de cellules isolées; diminution des performances du module; résistance plus élevée; les cellules et les chaînes isolées; risque de points chauds
Verre brisé	Dommmages de verre précédent; contrainte initiale	Corrosion due au contact de l'humidité; perte de la stabilité mécanique; la rupture des cellules
Défaillance de Liaison soudé et métallisation (écarts de doigts)	Mauvaises Paramètres de processus, des charges mécaniques ou thermiques, faux réaction chimique et corrosion	Une résistance plus élevée; zones de cellules isolées; diminution des performances du module
Décoloration de l'encapsulation	Le rayonnement UV; l'humidité; température	Absorption de la lumière augmente en polymère; diminution des performances du module, augmenter la température
fragilisation de l'encapsulation	Le rayonnement UV, température	Stress plus élevé dans les cellules solaires; la rupture des cellules; Module délaminage
Points chauds (hot spots)	Ombrage partiel, les mécanismes de dégradation	destruction thermique de la cellule ou du module, dommages d'encapsulation
Les court-circuit; shunts	Processus de dépôt de couches minces; processus de séparation (de traçage laser); les mécanismes de dégradation	Diminution des performances du module, le risque de points chauds
Raccordement du module (boîte de jonction)	La corrosion; conception de module défectueux; processus de fabrication défectueuse	Une résistance plus élevée; risque de destruction thermique
La corrosion	Rayonnement; l'humidité (augmenter les dommages antérieurs avec un contact de l'eau); température	Diminution des performances du module; délaminage de module; absorption de la lumière augmente au polymère

2.9 L'influence des conditions internes et externes

Pour étudier l'influence des différentes conditions sur le fonctionnement des modules photovoltaïques, Les essais extérieurs et intérieurs ont commencé en Avril 2013 sur un module poly cristallin à l'Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, France. Afin de tracer la caractéristique courant-tension, comme illustré sur la figure 2.16, et faire en sorte que les conditions ambiantes restent constantes, l'ensoleillement a été fixé à 0,35 kW/m². Les mesures d'I et V ont été prises dans le même temps avec une température ambiante de 25°C. Cinq essais ont été réalisés à l'intérieur et la courbe IV a été mesurée.

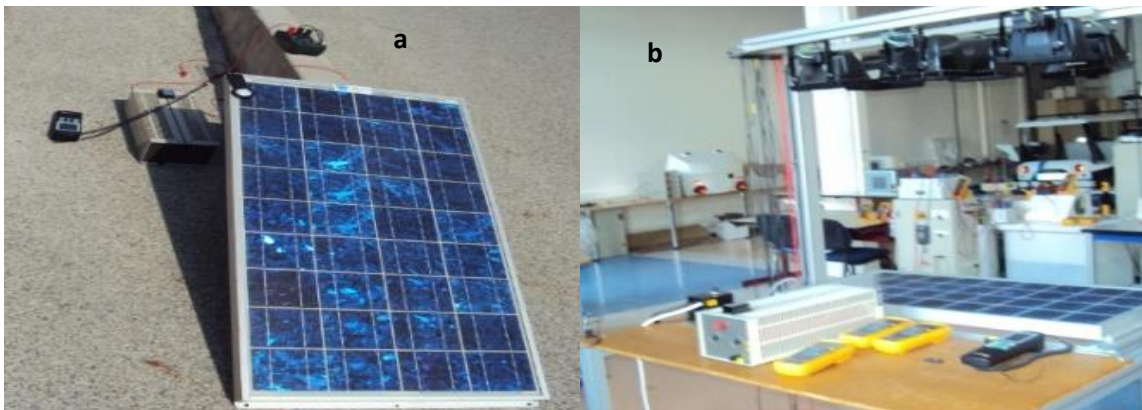


Fig. 2.16 : (a) la configuration expérimentale en plein air; (b) Dispositif expérimental intérieure.

L'interpolation spline cubique a été utilisé pour ajuster la surface représentée sur les figures 2.17, 2.18, et d'estimer les zones de travail du module PV de la première à la dernière épreuve. Ce procédé correspond à un polynôme cubique différent entre chaque paire de points de données. La somme des carrés due à l'erreur dans notre étude est $SSE = 1,7265 \times 10^{-31}$ qui indique un ajustement qui est plus utile pour la prédiction et le carré de la corrélation bien entre les valeurs de réponse et les valeurs de réponse prévu est $R \text{ carré} = 1$.

Il a été observé que le module se comporte comme un générateur de courant dans la zone [AB] de la Fig. 2.18 et cette zone diminue à la fin de notre expérience. On peut noter qu'il ya une augmentation de I_{sc} de 0,042 A, et le module se comporte comme un générateur de tension dans la zone [CD]. La zone [CD] augmente à la fin de l'expérience avec une diminution de la V_{oc} de 0,98 V. Le fonctionnement du module est optimale dans la zone [BC], et cette zone reste la même pour l'ensemble de l'expérience. Selon les conditions ambiantes prises à la fin de cette expérience (essai 5), l'éclairement n'a pas été modifié (0,35 KW/m²), mais les températures ambiantes et de cellules ont été modifiées (température moyenne de 40,24°C et la température ambiante de 27° C), On remarque que les zone de fonctionnement

du module photovoltaïque restent les mêmes dans tous les tests, juste avec un décalage, un décalage significatif entre le test 2 et 3. La constante de temps entre les tests est un peu grand, les caractéristiques ; courant tension, puissance tension de notre module ont été chargés relativement. L'augmentation de la température des cellules et la température ambiante, surtout dans la face avant où les lampes sont perpendiculaires par rapport au module, la vitesse de vent est nulle donc il n'y a pas des échanges thermique par convection, aussi que dans le côté arrière, depuis le test 3 à 5 l'état électrique et thermique de notre module est presque stable l'influence de la température est maximale dans le côté thermique (saturation) et par conséquent dans le côté électrique, la température affecte les propriétés optiques des différents composants du module photovoltaïque, ça affecte la quantité de l'éclairement arrivée à la cellule, dans notre étude on néglige ce phénomène.

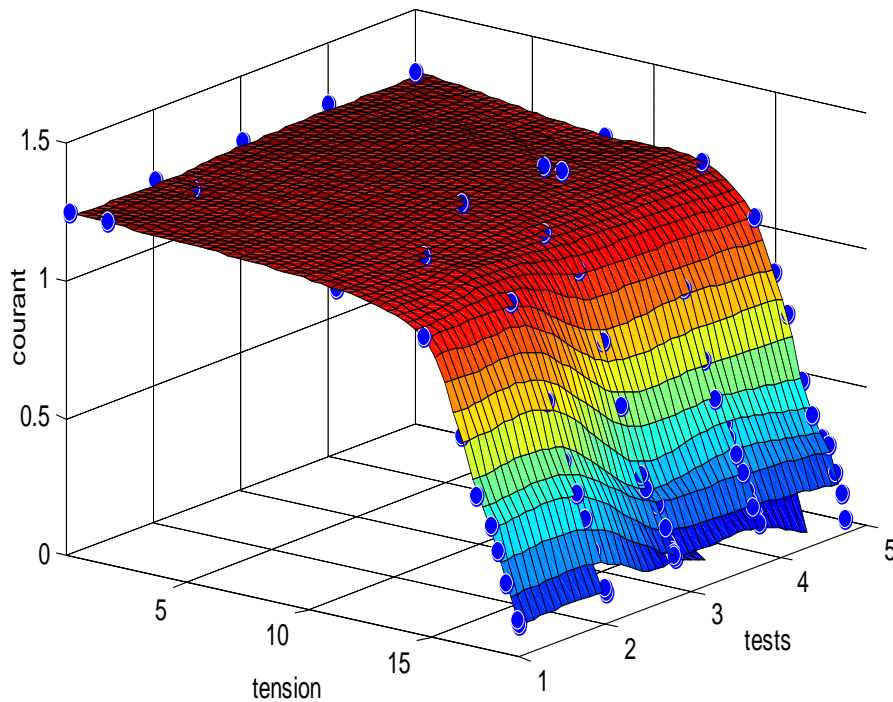


Figure 2.17 Caractéristiques courant tension à l'intérieur.

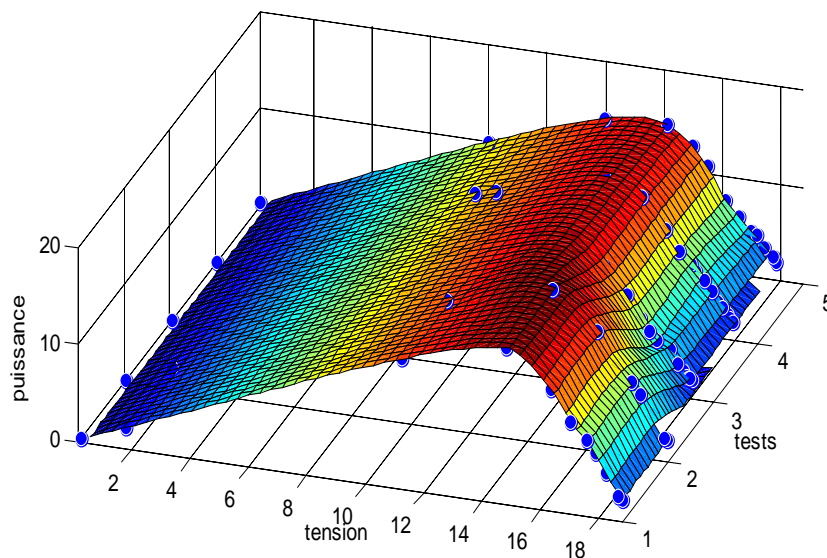


Figure 2.16 Caractéristiques tension puissance a l'intérieur.

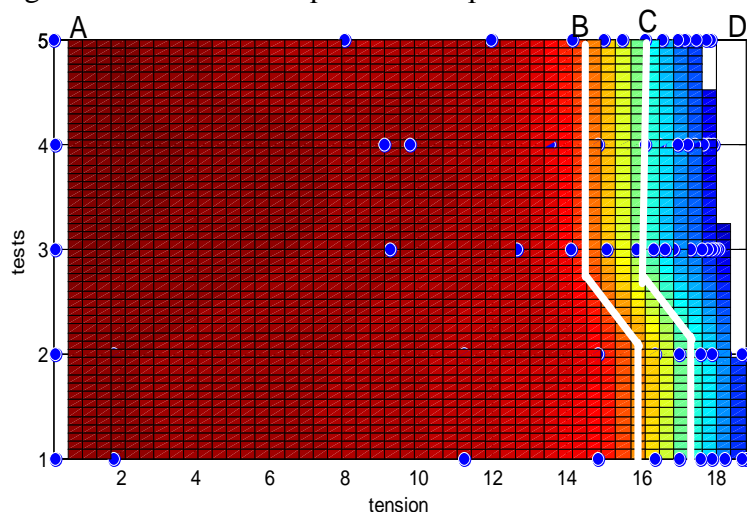


Figure 2.19 Zone de fonctionnement en fonction du temps.

La répartition de la température (température de chaque cellule en ° C) est représentée sur la figure 2.20.

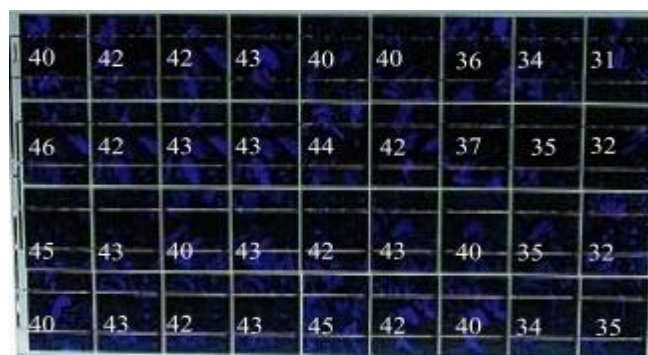


Figure 2.20 Distribution de la température.

D'après la figure 2.20 la température est toujours plus élevée au niveau de la boîte de jonction, y a une limitation de refroidissement et d'échange thermique par convection et radiation. La température est 46- 45 (la boîte de jonction est placée entre deux cellules).

La cellule n5 ligne 4, est défectueuse, il y a des fissures remarquable à l'œil nu, probablement endommagé pendant le processus d'assemblage (pression mécanique).

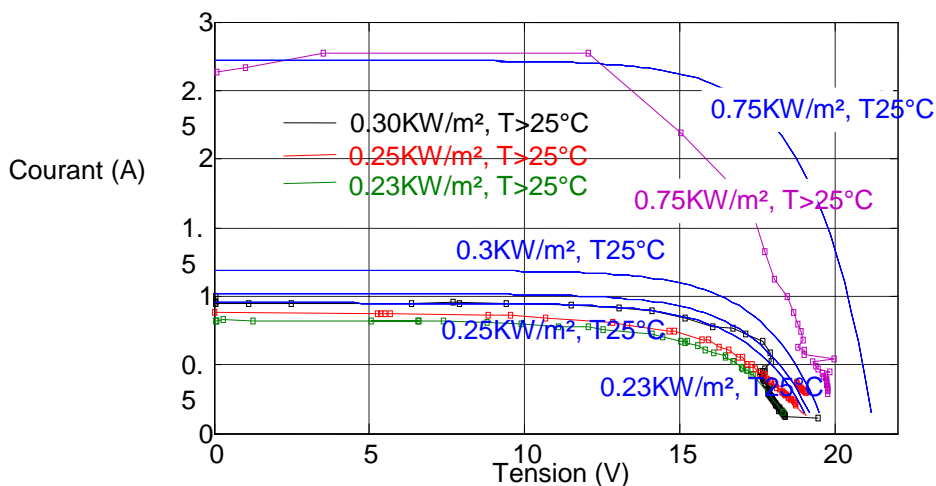


Figure 2.17 Caractéristiques courant tension simulées et mesure a l'extérieur.

Les caractéristiques courant tension en plein air du même module sous irradiation différente (0,75 kW/m², 0,3 kW/ m², 0,25 kW/m² et 0,23 kW/m²) sont présentées dans la figure 2.21, on peut noter que V_{oc} et I_{sc} sont affectés par l'augmentation du niveau d'insolation où V_{oc} a diminué de près de -8,81% par rapport à une augmentation de l'insolation de 26,66%, tandis que I_{sc} est amélioré de près de 67,16% par rapport à la même augmentation de l'insolation. I_{sc} est plus affectée positivement par l'irradiation, mais la température affecte négativement V_{oc}, où la température expérimentale des cellules est supérieure à 25°C, on remarque que le courant mesure est plus important que le courant simule l'éclairement est de l'ordre de 75KW/m² le courant est plus de 2.5 A. La présence du vent joue un rôle très important, par augmentation de courant du module, par refroidissement de module et de la puissance. La puissance de sortie d'un module PV est réduite par l'éclairement diminué.

2.10 Conclusion

L'objectif de ce travail est d'étudier l'influence de la température du panneau sur le rendement photovoltaïque et donc sur les caractéristiques du panneau (puissance, courant et tension). Les essais ont été effectués sur un panneau solaire standard avec une puissance de sortie de 80 W. La température est mesurée par des thermographes enregistrés par une caméra

IR. Les caractéristiques électriques sont mesurées par des multimètres sous différentes conditions d'éclairement (en fonction du temps et de température).

La simulation par le logiciel Matlab est aussi effectuée en intégrant les valeurs données par le constructeur afin de comparer les valeurs simulées et ceux mesurées.

A partir des essais expérimentaux et de la simulation, on peut conclure que :

- La température du panneau et la puissance croissent avec l'éclairement qui augmente au fur et à mesure que le soleil se déplace perpendiculairement.
- En comparant les caractéristiques puissance-tension mesurée et simulée, la différence de chute de puissance est de l'ordre de 20 W (simulé 80 W et 60 W mesuré).

La simulation de l'effet de la température sur le rendement du panneau montre que plus la température augmente plus le rendement diminue. Les courbes des caractéristiques présentent des allures différentes en fonction de la température.

En observant les thermographes, les cellules photovoltaïques du panneau solaire ne génèrent pas de puissance et sont identiques sur tout le panneau et la température dans le panneau tend à se stabiliser au cours du temps.

Les valeurs mesurées de la température de 31°C à 49,6°C ont montré qu'elles ont une influence sur la tension, le courant reste presque constant et la puissance tend à diminuer. Par conséquent, la variation de la température provoque une variation du rendement photovoltaïque.

Enfin, ces travaux sont un début et une initiation à d'autres travaux plus approfondies dans l'application des moyens de caractérisation pour une meilleure compréhension des mécanismes et phénomènes photovoltaïques.

Dans le chapitre suivant on va présenter un modèle thermique qui nous permettra de connaître la température exacte de la cellule photovoltaïque aussi que la température des différentes couches de notre module, ou on peut intégrer un ensemble des propriétés électriques, optiques, et aussi des propriétés des matériaux avec des paramètres et des conditions environnementales pour voir la réponse de notre modèle.

***Chapitre 3 : Développement d'un
modèle thermique dynamique pour les
modules photovoltaïques.***

3 Développement d'un modèle thermique dynamique pour les modules photovoltaïques

3.1 Introduction

L'évaluation et le calcul de la température des cellules est très importante pour le bon fonctionnement des systèmes photovoltaïques et pour le modèle électrique. Afin de prédire les caractéristiques des panneaux, pas seulement dans les conditions STC mais aussi dans les différentes conditions de fonctionnement réelle (sur site de fonctionnement), dans le troisième chapitre un état de l'art sur les différents modèles thermique des panneaux photovoltaïques a été présenté. L'objectif de ce chapitre est le développement d'un modèle thermique dynamique dimensionné avec l'utilisation des propriétés physique des matériaux utilisés dans la fabrication des différents panneaux solaire, avec différentes conditions climatiques (vitesse de vent, température ambiante, éclairement...) ainsi que les propriétés optiques de chaque couche et aussi les propriétés électrique des cellules. Le modèle est testé en utilisant des approches numériques sous Matlab.

3.1.1 État de l'art de la modélisation des cellules et modules photovoltaïques

Le niveau de précision pour la modélisation des composants photovoltaïques et leur environnement peuvent être organisés en deux parties. La première partie concerne la partie physique (optique, électrique, phénomènes thermiques). La deuxième partie est l'échelle spatiale de l'étude (la cellule solaire, le module PV, la structure du module, le système, l'environnement, et les matériaux utilisés dans la fabrication des différentes parties). Afin d'achever complètement le traitement du problème, les autres problèmes doivent être ajoutés au côté physique tels que les phénomènes de vieillissement, la dégradation et les aspects financiers et économiques (coûts du cycle de vie). Les paragraphes suivants listent la physique pertinente, les différents niveaux de précision, et les études d'intérêt pour le but de modélisation.

La performance électrique de la cellule solaire a été l'objet de nombreuses études. L'approche la plus simple, qui est néanmoins souvent utilisée à des fins de couplage est l'utilisation de la valeur d'efficacité. Cette valeur est ensuite corrigée par un coefficient de température bien connu dans les modules PV commerciaux, qui dépend de la technologie photovoltaïque ($-0.45 \text{ \%}/\text{K}^{-1}$ silicium cristallin). Dans ce cas, l'approche optique est généralement négligée [87], [88]. Une grande précision correspond à l'utilisation des caractéristiques électriques de la cellule solaire. Le modèle de diode qui est aussi appelé le modèle de cinq paramètres basé sur la physique de jonction PN et la modélisation décrite

[89,90]. Nombreux auteurs utilisent ce modèle à des fins de caractérisation, de prédiction de la puissance puisque l'équation prend en compte la température et la densité de rayonnement. Le niveau de précision de l'effet thermique puis intrinsèque au modèle. Un modèle combiné de ce modèle avec l'effet thermique dans les conditions réelles utilisées [91]. La dégradation de la résistance shunt par une analyse différentielle IV (de courant- tension) a été étudiée, où ils ont utilisé la courbe I-V à obscurité, qui obtient sans irradiation et permet une évaluation plus précise de la résistance parasite [92]. Ce modèle est été utilisé pour la mesure de la dégradation de la cellule – module [93]. Le modèle de deux diodes est décrit [94]. Un degré comparable de précision peut être obtenu par extraction des principales caractéristiques de la cellule solaire comme la tension de circuit ouverte et le courant de court circuit. Le facteur de forme FF décrit le rendement de la cellule solaire en fonction de l'intensité de l'irradiation et de la température [95]. Plus des détails sur les applications de ce modèle aux modules photovoltaïques [96]. Le niveau le plus précis pour l'étude de la caractéristique électrique du composant photovoltaïque met l'accent sur le déplacement d'électrons dans les matériaux semi-conducteurs afin d'optimiser l'architecture et les propriétés de la cellule solaire [91]. L'absorption de rayonnement solaire par la cellule solaire est habituellement traitée par une approche spectrale de la réponse spectrale et le rendement quantique. Les cellules solaires au silicium ont été améliorées optiquement en ajoutant un revêtement antireflet dans la cote avant. Une solution analytique de l'effet de piégeage de la lumière par la texture est proposée [97]. Le traçage de rayon spectral est également mis au point par l'évaluation de la dispersion du rayonnement dans le matériau [98].

La modélisation électrique du module PV est basée sur la même base théorique que la cellule solaire. Il ya cependant quelques particularités qui doivent être mises en évidence l'impact de la non-concordance des caractéristiques individuelles des cellules solaires et interconnexion est étudié [99]. Les pertes électriques dues à l'effet résistif dans le ruban de raccordement [100]. Le fonctionnement de la diode by-pass et l'impact de l'ombrage des cellules est présenté a [101, 102]. Le modèle optique devrait tenir compte de la réflexion et de l'angle d'incidence [103]. L'effet de réflexion multiple à l'intérieur des matériaux et de l'intensité de rayonnement qui arrive à la cellule photovoltaïque, après avoir traversé les couches du module PV peut être précisément calculée avec la formule série géométrique [104, 105]. Afin d'extraire les informations d'absorption, une approche comparable est adaptée par [106]. La résolution de l'équation de transfert de chaleur dans les milieux multicouches donne une estimation précise des rayonnements absorbés et les pertes d'énergie dans les conditions

réelles de fonctionnement [107]. Des méthodes de traçage de rayon utilisées dans [108]. La modélisation optique tient compte des surfaces inactives (feuille arrière, ruban) et des surfaces actives (cellules), plus des détails dans [109].

L'intensité de l'éclairement, la température du module, et la vitesse du vent sont les principaux facteurs de l'effet thermique des panneaux photovoltaïques. Une revue des fonctions les plus importantes sont présentées dans [110]. Ce genre de corrélations sont couramment utilisés pour déterminer la température de fonctionnement normale (NOCT) (la température de la cellule) avec une température ambiante de 20°C et un ensoleillement de 800 W/m, vitesse de vent de 1 m/s. Il existe une forte dépendance entre les caractéristiques de module (efficacité, dissipation thermique ...) et les caractéristiques de réseau de PV, et les conditions de fonctionnement (orientation inclinaison, ventilation ...). La masse thermique du module joue un rôle important, car la température ne peut être évaluée en fonction de l'irradiation, mais peut être liée aux nombreux paramètres de l'environnement et de module.

Le modèle des nœuds est l'outil le plus populaire pour déterminer la température du module en fonction des conditions environnementales. Les modèles sont basés sur la résolution de l'équation de transfert de chaleur. Avec la mise en place de couplage des effets de transfert de chaleur par conduction, radiation et par convection. Ils peuvent décrire avec précision l'effet de la capacité thermique du module solaire. Ces modèles traitent la conduction à travers l'approche analogie électrique pour la modélisation du transfert de chaleur par conduction et libèrent le bilan énergétique dans l'objet. Ces modèles traitent la conduction à travers une approche analogie électrique pour la modélisation du transfert de chaleur par conduction et libèrent le bilan énergétique du module photovoltaïque. La précision des modèles dépend de nombreux facteurs tels que ; la discrétisation spatiale (nombre de nœuds), la précision des propriétés physiques des matériaux utilisées dans la fabrication des modules et la précision des informations environnementales. Les sources solaires sont généralement intégrées dans le spectre, la température du ciel et du sol est constante. Un modèle de la température du module basé sur des conditions réelles est proposé dans [111]. Le nombre de nœuds peuvent varier d'une [97,112]. Le module photovoltaïque est comme une plaque homogène dans [5, 113, 114, 115]. En tenant compte de la surface avant et la surface arrière avec les conditions ambiantes [110, 113, 116,117].

L'architecture du module photovoltaïque

La modélisation a été l'un des outils utiles pour la conception et l'analyse technique. La définition de la modélisation peut varier en fonction de la demande, mais le concept de base est le même, le processus de résolution des problèmes physiques par une simplification appropriée de la réalité par certaines hypothèses.

L'étude de la modélisation théorique comporte deux étapes importantes. Dans la première étape, toutes les variables qui influent sur les phénomènes sont identifiées, hypothèses et approximations raisonnables sont faites. L'interdépendance de ces variables est étudiée. Les lois et les principes physiques pertinents sont invoqués, et le problème est formulé mathématiquement [118]. Dans la deuxième étape, le problème est résolu en utilisant une approche appropriée (dans ce chapitre une approche numérique appropriée) et les résultats sont interprétés. Cela permet de prédire les paramètres de processus et d'étudier les divers aspects du processus mathématique sans courir effectivement processus/expériences coûteuses et chronophages. Des résultats très précis à des problèmes pratiques significatifs peuvent être obtenus avec relativement peu d'efforts en utilisant des modèles mathématiques/numériques appropriés est réalistes.

La constitution des différents types des modules photovoltaïque est présentée en détails dans la section 1.2.1. Les différentes innovations au niveau de l'interconnexion ou au niveau du matériau que l'on utilise pour l'encapsulation peuvent avoir une influence sur les propriétés optiques, thermiques ou électriques. La notion de jeu de barres multiples afin d'augmenter le rayonnement transmis dans la cellule et de réduire les pertes a été étudiée par [119]. Il est remarqué que la réduction des pertes résistives dans le module possède un effet positif sur le comportement thermique du module PV. L'influence de l'architecture du module PV sur les propriétés optiques, l'amélioration est liée à la concentration d'irradiation est présenté par [113]. Les problèmes de fiabilité liés à l'encapsulation, des modules innovants bi-verre sans encapsulation ont été lancés (voire la section 1.21). Ces concepts peuvent modifier le chemin optique de la cellule et ne peuvent optimiser l'état thermique de la cellule [120]. Pour augmenter le rendement solaire et tirer la partie du chauffage du module PV en recueillant la chaleur générée, les modules PV-T sont des modules hybride génèrent l'électricité et la chaleur [121]. Un aperçu des différents PV-T technologies, leurs efficacités, les applications, les avantages, les limites et les possibilités de recherche offertes sont présentés dans l'étude [122].

3.2 Modélisation thermique du module photovoltaïque

Pour calculer la performance électrique et thermique ainsi que les températures de fonctionnement des cellules et les températures dans chaque couche du module photovoltaïque, qui à son tour affecte la performance de la fiabilité et la durée de vie du module PV, qui à son tour affecte la performance et la fiabilité et la durée de vie du module PV. Le transfert de chaleur et les gradients de température au niveau de chaque couche seront discutés. Un modèle thermique qui prend en compte le transfert de chaleur de trois façons par conduction, convection et rayonnement ont été mis en œuvre.

Dans ce chapitre, une tentative est faite pour développer un modèle thermique, qui peut expliquer la répartition de la température principale dans les couches du module photovoltaïque. Le modèle présente une méthode de calcul de la température basée sur la théorie de transfert de chaleur, l'analogie thermique-électrique, l'analogie entre les processus de base thermique et électrique est donnée dans le tableau 3.1 [123].

Tableau 3.1 Analogie thermique-électrique.

Thermique		Electrique	
chaleur générale	q	Courant	i (courant)
Température	ΔT	Tension	V (tension)
Resistance	$R_{th} = \Delta T / q$	Resistance	$R=v/i$
Capacité	$C_{th} = \int qdt / \Delta T$	Capacité	$C_{th} = \int idt / v$

Dans ce point il est utile de définir la résistance thermique et la capacité thermique, un matériau peut résister au flux thermique et stocker la chaleur. Nous supposons que les caractéristiques thermiques d'un matériau sont constantes, ce qui signifie qu'ils ne sont pas variables avec la température. La modélisation numérique peut fournir une approche technique efficace pour ce problème. Afin de modéliser avec précision le comportement thermique du module photovoltaïque, un modèle modifié qui considère le flux de la chaleur dans une dimension (1 D) est réalisé et utilisé en tant que méthode numérique dans cette étude. Les principes de base de la solution et l'algorithme numérique sont présentés dans cette

section. La solution des équations donne la répartition de la température dans les différentes couches à des moments différents.

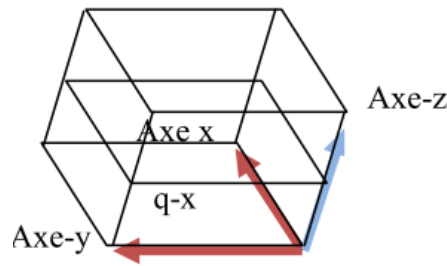


Figure 3.1 flux de chaleur suivant 3D.

La figure 3.1 montre le flux de chaleur dans l'ensemble des trois dimensions, représente une partie d'une maille de réseau de la résistance thermique et 1D nœuds de connexion pour le calcul de transferts de chaleur par conduction. L'algorithme est basé sur la notion de résistance thermique bien connu. La conduction de la chaleur est analogue à la relation de passage de courant électrique, comme illustré dans le tableau 3.1.

Selon la loi de Fourier de la conduction de chaleur, le taux de conduction de chaleur à travers une couche plane est proportionnel à la différence de température à travers la couche et la surface de transfert de chaleur.

3.2.1 Résistances thermiques

La transmission de chaleur est modélisée sous la forme d'un analogue de résistance thermique à un circuit électrique. En conséquence, on obtient une résistance thermique pour chaque matériau et interface, les mécanismes de transfert de chaleur sont modélisés la conduction de la chaleur à l'intérieur des couches (matériaux), par rayonnement thermique et le transfert de chaleur par convection.

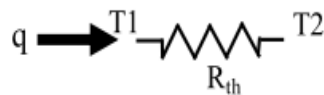


Figure 3.2 Résistance thermique.

Le flux de chaleur à travers un matériau ou d'une interface peut généralement être exprimé comme suit:

$$q_{thermique} = \frac{T_1 - T_2}{R_{th}} \quad (3.1)$$

R_{th} est la résistance thermique, T_1-T_2 est la différence de température à travers la résistance thermique.

$$q_{thermique} = K(T_1 - T_2) \quad (3.2)$$

Transfert de chaleur par conduction : la conduction est le mode de transfert de chaleur existant dans un milieu donné sans qu'il y ait déplacement apparent de matière c'est ce qui se passe en particulier dans un milieu solide homogène. La résistance thermique équivalente pour le transfert de chaleur par conduction est égale à:

$$R_{th} = \frac{1}{K} \quad (3.3)$$

Où K est la valeur de la conductance thermique qui est égale :

$$K = \frac{\lambda A}{d} \quad (3.4)$$

ou λ est la conductivité thermique W/mK .

A la surface active m^2 .

d est l'épaisseur de chaque couche.

La somme des flux circulant dans chaque nœud doit être la somme des flux sortant du nœud. Par conséquent, pour chaque nœud on doit appliquer ce qui suit :

$$q_0 + q_1 + q_2 + q_3 = 0 \quad (3.5)$$

Le stockage de la chaleur de chaque élément nodal doit être pris en compte.

Conduction transitoire comprend les complications supplémentaires de condensateurs, où une valeur de condensateur unique est définie comme suit:

L'analogie électrique, l'accumulateur de chaleur est représenté par un condensateur électrique

Cette capacité électrique est reconnue comme la capacité thermique.

$$C_{th} = \rho.c.d.A \quad (3.6)$$

ρ la densité, c la chaleur spécifique.

La figure 3.3 montre un nœud qui présente un flux de chaleur entrant, est relié à deux autres nœuds et une perte de flux dans l'environnement.

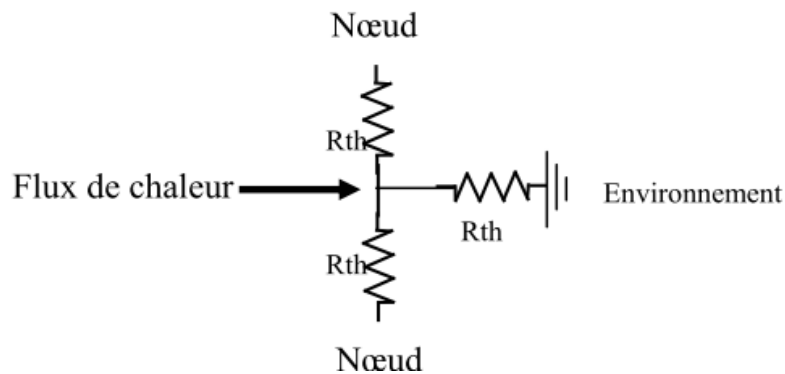


Figure 3.3 Nœuds thermique.

$$\rho_i.c_i.d_i.A_i \frac{dT}{dt} = \sum \frac{\Delta T}{R_{th}} + \dot{Q} \quad (3.7)$$

\dot{Q} Est l'énergie absorbée dans chaque couche.

Il peut être pratique d'affecter une capacité au nœud pour chaque matériau à l'interface.

$$\rho_i.c_i.d_i.A_i.dT = \left(\frac{\Delta T}{R_{thi}} + \dot{Q} \right).dt \quad (3.8)$$

(i) représente le nœud.

La figure 3.4 représente la composition d'un module photovoltaïque.

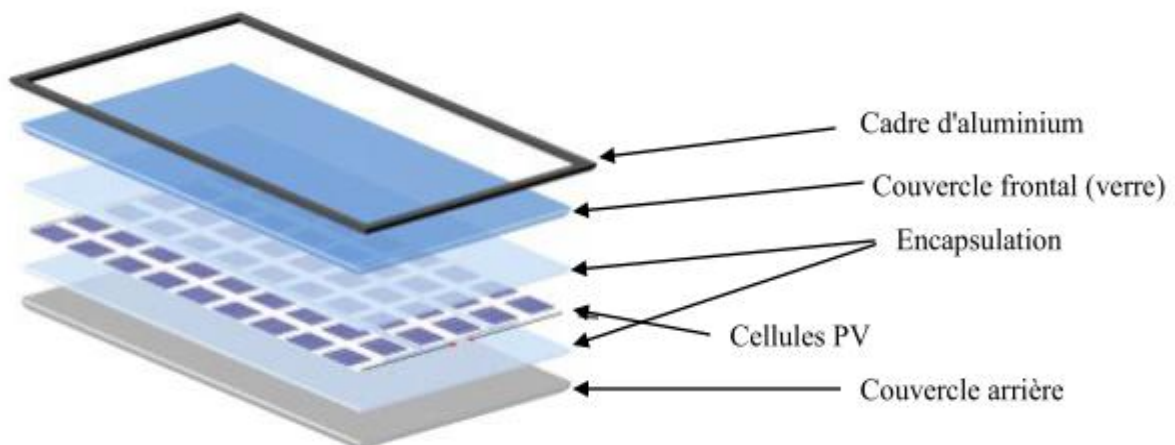


Figure 3.4 Structure générale de module PV.

Dans notre étude le panneau photovoltaïque peut être modélisé comme une multicouche (5 MLM) où nous pouvons évaluer avec plus de précision la température de la couche cellules et la température dans chaque couche présentée par un nœud.

Avec un circuit électrique thermique, équivalent nous pouvons modéliser chaque couche par une résistance et une capacité de cette aide. On peut résoudre les équations de bilan énergétique entre les couches et également entre le panneau PV et les milieux environnants, le front, le verso et les températures ambiantes, l'irradiation, la vitesse du vent peut être mesurée pendant le fonctionnement du panneau photovoltaïque. Ces variables peuvent être utilisées pour calculer la température des couches intérieure

Le cadre d'aluminium n'est pas entré dans notre étude, la figure 3.5 représente le circuit RC équivalent d'un module qui illustre le flux d'énergie sur le panneau PV.

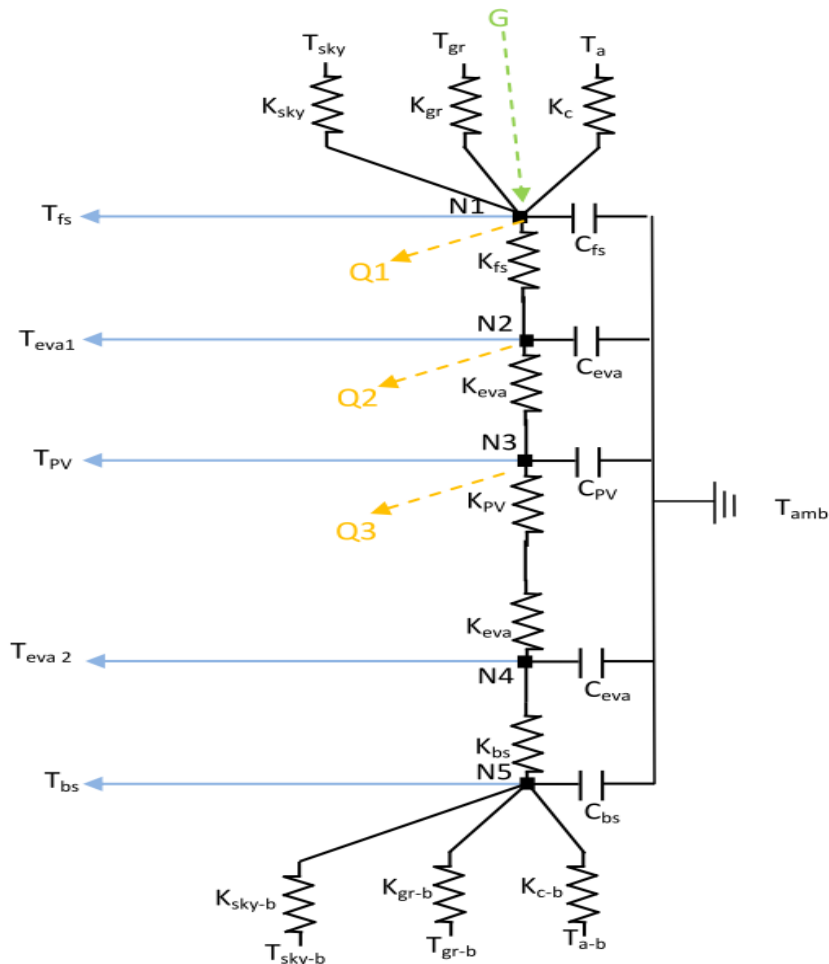


Figure 3.5 Circuit RC de flux d'énergie sur le panneau PV.

De la figure 3.5 T_{sky} , T_{gr} représente la température de radiation (ciel-sol) et T_c représente la température de convection dans la cote haute de module, T_{c-b} représente la température de convection et T_{sky-b} , T_{gr-b} représente la température de radiation en bas de module photovoltaïque.

T_{fs} représente la température du verre, T_{eva1} représente la température de la première couche EVA⁶, T_{pv} représente la température de la couche cellules, T_{eva2} représente la température de la deuxième couche EVA. T_{bs} représente la température d'arrière feuille.

K représente la conductivité de chaque couche.

Pour chaque nœud et pour l'équilibre de l'énergie thermique en tenant compte de l'échange par radiation, convection et conduction échangé entre les nœuds et avec l'environnement est appliqué.

L'énergie accumulée par unité de temps par l'élément est donnée par le premier terme des équations. Pour simplifier les équations, nous avons utilisé les conductances K pour remplacer les résistances R avec $K = 1/R$, pour le mode de transfert par conduction

3.2.2 Les équations globales

Verre d'avant nœud $N=1$:

$$\rho_{fs} \cdot c_{fs} \cdot d_{fs} \cdot A_{fs} \cdot dT = \left((T_a - T_{fs}) K_c + (T_{sky} - T_{fs}) K_{sky} + (T_{gr} - T_{fs}) K_{gr} + (T_{eva1} - T_{fs}) K_{fs} + Q_1 \right) dt \quad (3.9)$$

Dans cette équation, les termes du second membre sont respectivement la puissance thermique échangée par convection (c) entre la vitre avant (fg) et de l'air, par irradiation (sky, gr) entre le verre et le ciel et le sol, la puissance thermique échangée par conduction entre le verre et la couche EVA1 et la puissance thermique absorbée par le verre.

La couche EVA1 nœud $N=2$:

$$\rho_{eva1} \cdot c_{eva1} \cdot d_{eva1} \cdot A_{eva} \cdot dT = \left((T_{fs} - T_{eva1}) K_{fs} + (T_{pv} - T_{eva1}) K_{eva1} + Q_2 \right) dt \quad (3.10)$$

Dans cette équation, les deux premiers termes du second élément sont respectivement la puissance thermique échangée par conduction entre les cellules photovoltaïques et la couche EVA1 et le verre d'avant est la couche EVA1, Q_2 est la puissance absorbée par la couche EVA1.

⁶ EVA éthylène vinyle acétate

La couche des cellules photovoltaïques nœud N=3 :

$$\rho_{pv} \cdot c_{pv} \cdot d_{pv} \cdot A_{pv} \cdot dT = \left((T_{eva1} - T_{pv}) K_{eva1} + (T_{eva2} - T_{pv}) (K_{pv} + K_{eva2}) + Q_3 \right) dt \quad (3.11)$$

Dans cette équation, les deux premiers termes du second élément sont respectivement la puissance thermique échangée par conduction entre les cellules photovoltaïques et la couche EVA1 et EVA2, Q_3 est la puissance absorbée par les cellules photovoltaïques (le gain électrique).

La couche EVA 2 nœud N=4 :

$$\rho_{eva2} \cdot c_{eva2} \cdot d_{eva2} \cdot A_{eva2} \cdot dT = \left((T_{bs} - T_{eva2}) K_{bs} + (T_{pv} - T_{eva2}) (K_{pv} + K_{eva2}) \right) dt \quad (3.12)$$

Dans cette équation, les termes du second élément sont respectivement la puissance thermique échangée par conduction entre les cellules photovoltaïques et la couche EVA1 et la feuille d'arrière.

La feuille d'arrière nœud N=5 :

$$\rho_{bs} \cdot c_{bs} \cdot d_{bs} \cdot A_{bs} \cdot dT = \left((T_{eva2} - T_{bs}) K_{bs} + (T_{sky-b} - T_{bs}) \cdot K_{sky-b} + (T_{gr-b} - T_{bs}) \cdot K_{gr-b} + (T_{c-b} - T_{bs}) K_{c-b} \right) dt \quad (3.13)$$

Dans cette équation, les termes du second membre sont respectivement la puissance thermique échangée par convection (c-b) entre la feuille d'arrière et de l'air, par irradiation (sky-b, gr-b) entre le verre et le ciel et le sol, la puissance thermique échangée par conduction entre le verre et la couche EVA2.

3.2.3 Expression des différents coefficients thermique et l'énergie absorbée dans chaque couche

Le flux atteindre les cellules photovoltaïques est soumis à des pertes supplémentaires avant d'être absorbé par les cellules photovoltaïques. Chaque matériau utilisé a des caractéristiques optiques spécifiques concernant la transmission d'ondes électromagnétiques. La lumière peut être réfléchi, absorbée ou transmise, La figure 3.6 montre les mécanismes optiques majeurs dans les trois premières couches du module photovoltaïque, un facteur de réflexion (r), l'absorption (α), et la transmission (tr). Conformément à la loi de conservation de l'énergie la somme est égale à l'unité:

$$r + \alpha + tr = 1 \quad (3.14)$$

G est l'ensoleillement global

Le flux solaire qui arrive a la première couche (verre de face) ou au premier nœud est calculé comme suit :

$$G_{fs} = G.(1 - r_{fs}) \quad (3.15)$$

L'énergie absorbée par la première couche (verre) est égale à :

$$Q_1 = G_{fs} \cdot \alpha_{fs} \cdot A_{fs} \quad (3.16)$$

Le flux solaire qui arrive a la deuxième couche (EVA) ou a la deuxième nœud est calculé comme suit :

$$G_{eva1} = G_{fs} \cdot (1 - r_{eva1}) \cdot (1 - \alpha_{fs}) \quad (3.17)$$

Donc l'énergie absorbée par la couche EVA1 est égale a :

$$Q_2 = G_{eva1} \cdot \alpha_{eva} \cdot A_{eva1} \quad (3.18)$$

Le flux solaire qui arrive à la couche des cellules photovoltaïques ou a la troisième nœud est calculé comme suit :

$$G_{pv} = G_{eva} \cdot (1 - r_{pv}) \cdot (1 - \alpha_{eva}) \quad (3.19)$$

L'énergie absorbée par la couche des cellules photovoltaïques (chaleur) est égale a :

$$Q_3 = (1 - eff_{cell} \cdot n) \cdot G_{pv} \cdot A_{pv} \quad (3.20)$$

n c'est le nombre des cellules, eff_{cell} , l'efficacité de chaque cellules .

Le flux solaire qui arrive a la surface de la couche cellules photovoltaïque est divisé en deux grandeurs, un gain électrique (P_{pv}) qui dépend a l'efficacité des cellules solaire (eff_{cell}) est un perte comme les pertes joules .pour plus des détails sur les mécanismes optique électriques est thermiques dans[124][125]. L'efficacité des cellules solaire peut être calculée avec plusieurs méthodes. Dans notre étude on prendra la valeur donnée dans le fiche technique du panneau.

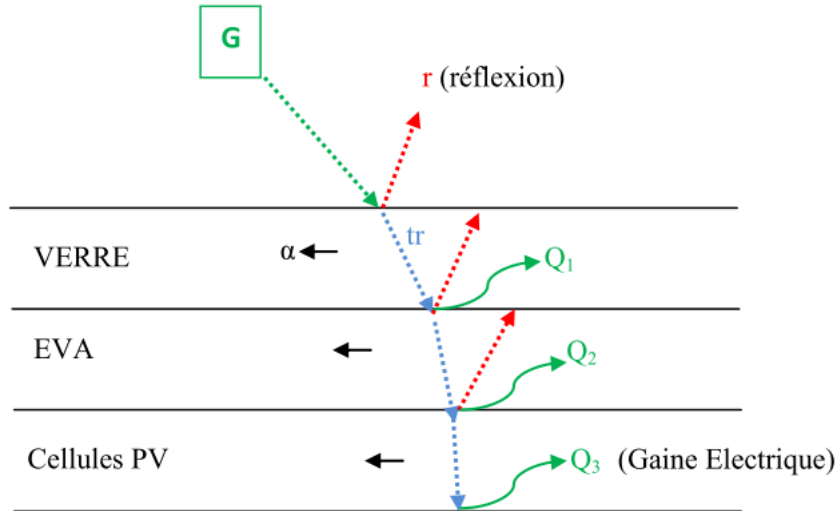


Figure 3.6 Mécanismes optiques majeurs dans les trois premières couches.

3.2.4 Les échanges radiatifs

La conductance radiatif linéarité entre le verre d'avant et le ciel et le sol est égal a :

$$K_{sky} = \varepsilon V_{f-sky} \sigma A_{fs} (T_{sky} + T_{fs})(T_{sky}^2 + T_{fs}^2) \quad (3.21)$$

$$K_{gr} = \varepsilon V_{f-gr} \sigma A_{fs} (T_{gr} + T_{fs})(T_{gr}^2 + T_{fs}^2) \quad (3.22)$$

Le même mécanisme pour l'échange radiatif en bas du module K_{sky-b} , K_{gr-b} . ou l'émissivité du verre ε , σ est la constant de boltzman [126] [91].

Les facteurs de configuration V_{f-sky} , V_{f-gr} , $V_{f-sky-b}$, V_{f-gr-b}

$$V_{f-sky} = \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \quad (3.23)$$

$$V_{f-gr} = \frac{(1 - \cos \beta)}{2} \quad (3.24)$$

$$V_{f-sky-b} = \frac{(1 + \cos(\pi - \beta))}{2} \quad (3.25)$$

$$V_{f-gr-b} = \frac{(1 - \cos(\pi - \beta))}{2} \quad (3.26)$$

3.2.5 L'échanges par conduction

Pour l'échange par conduction entre les couches, K est calculé comme suit [126] :

$$K = \frac{\lambda.A}{d} \quad (3.27)$$

Où λ la conductivité thermique de chaque couche, d est l'épaisseur de chaque couche.

3.2.6 L'échanges par convection

Dans la littérature ya plusieurs formules pour calculer l'échange par convection plus des détails sur les différentes formules existantes dans. [126, 127, 128].

Dans notre étude on néglige la convection libre, et on utilise la formule [129] :

$$K_c = 11.4 + 5.7.v \quad \text{Surface exposé au vent} \quad (3.28)$$

$$K_c = 5.7 \quad \text{Coté sous le vent} \quad (3.29)$$

3.3 Validation du modèle

D'après les équations précédentes réarrangées et exprimées (10-13) on peut formuler un matrice, à l'aide de la fonction de Fsolve de Matlab on peut calculer les températures à chaque nœud, En outre, les hypothèses suivantes sont utilisées:

Le modèle thermique est à un dimension, que l'épaisseur du panneau est très peu comparée aux deux autres dimensions.

Toutes les propriétés thermiques des matériaux solides, considéré comme homogène, sont indépendantes de la température.

Le flux solaire qui ne transfèrent pas une électricité est absorbé comme énergie thermique.

La température ambiante est égale à la température de la terre.[129]

La figure 3.7 illustre un diagramme indiquant une itération de la procédure du modèle thermique et électrique.

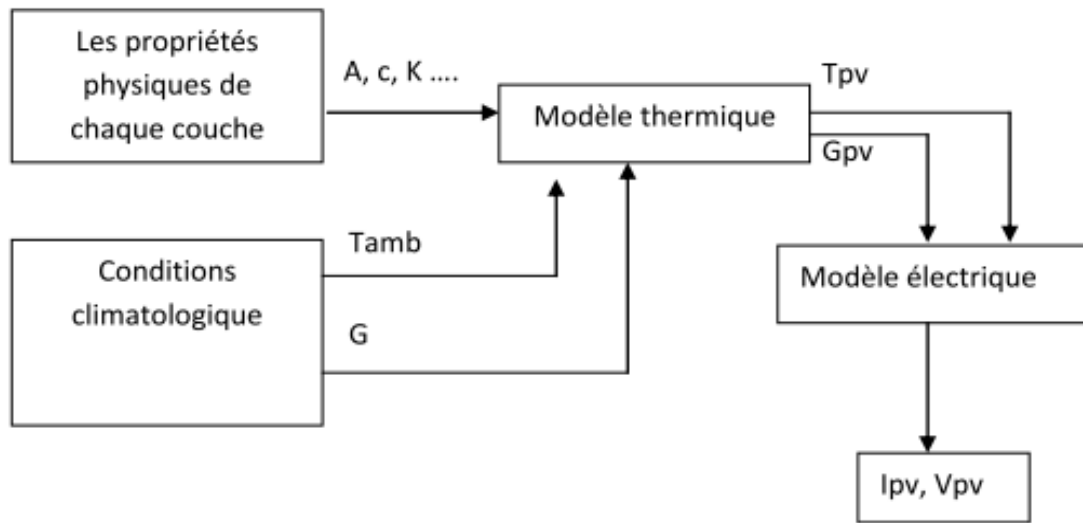


Figure 3.7 Diagramme indique une itération de la procédure du modèle thermique et électrique.

Pour valider notre modèle plusieurs simulations ont été faites, les simulations prennent en compte les différentes conditions environnementales définies par une combinaison d'éclairement, température ambiante et de la vitesse du vent. Les caractéristiques de notre module sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 3-2 caractéristiques du module.

Caractéristiques	valeur
β	30°
Surface du verre d avant	0,758
PV	0,471
Feuille d arrière	0,758
EVA	0,758
eff	0,151

Les caractéristiques des couches sont présentées dans le tableau suivant [2]:

Tableau 3-3 caractéristiques des couches.

	Verre d'avant	PV	Eva	Feuille d'arrière
λ .(W/mk)	1.8	149	0.35	0.35
d.(m)	0.003	0.0004	0.0003	0.0005
P.(kg/m ³)	2700	2300	960	1200
r	0.9	0.07	0.0	0.92
α	0.03	0.93	0.01	0.04
c.(j/kg.K)	750	836	2090	1250

Les données fournies par le laboratoire de l'Institute Fraunhofer, les résultats sont présentés dans la figure 3.8,

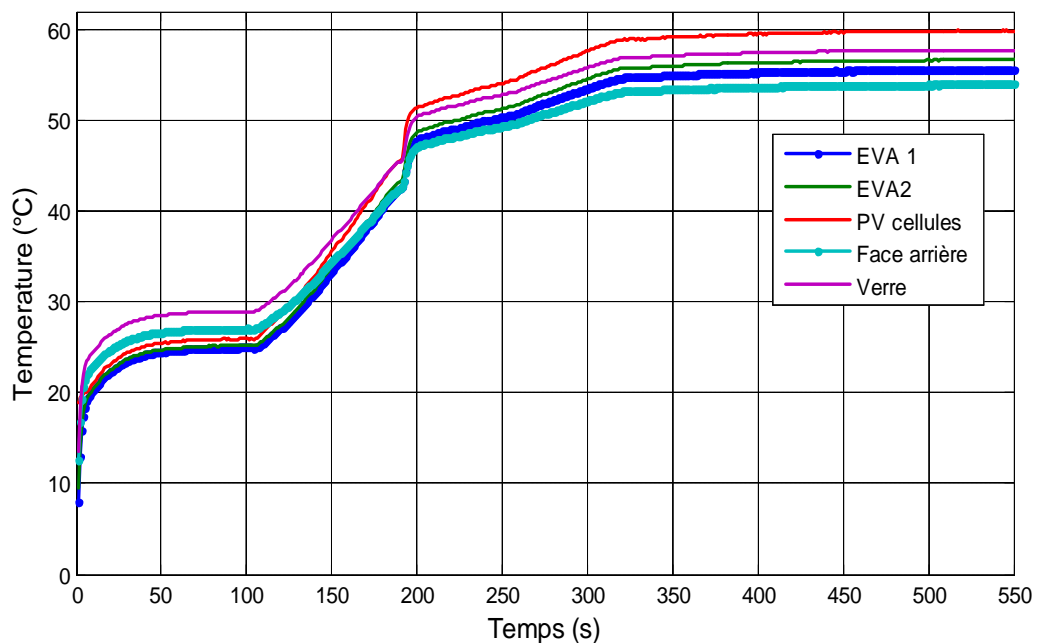


Figure 3.8 les températures des couches.

On remarque que la température des cellules est la plus élevée après la température de verre d'avant, les températures EVA 1, EVA2 sont presque les mêmes, la température de la feuille d'arrière est la moins élevée.

On constate que le transfert de chaleur par convection peut jouer un rôle très important pour l'amélioration de rendement des panneaux photovoltaïques aussi que l'orientation.

3.4 Conclusion

La balance d'échange de chaleur permet de calculer la température de fonctionnement d'un module PV et d'évaluer à l'avance la performance avec un réel état de fonctionnement. Actuellement, les performances sont déterminées dans le test d'intérieur avec des conditions standard, pouvant être obtenus pour les applications extérieures.

L'efficacité de conversion électrique dépend de la température réelle de la cellule photovoltaïque. Ainsi, il est très important qu'ils examinent quels sont les phénomènes qui refroidissent fortement du module PV. De cette manière, il est possible de réduire la température du module, et de telle façon assurer la production accrue d'électricité.

Dans le chapitre suivant on va présenter un dimensionnement d'un système d'éclairage public avec des énergies renouvelables.

***Chapitre 4 : Dimensionnement d'un
système d'éclairage public ou
pompage.***

4 Dimensionnement d'un système d'éclairage public ou pompage

4.1 Introduction

Dédiés aux sites éloignés des réseaux électriques, les produits d'éclairage autonome sont également appropriés aux projets souhaitant mettre un accent sur les énergies renouvelables et les économies d'énergie. En effet, l'objectif est d'essayer de limiter au maximum la consommation d'énergies fossiles et polluantes, ou d'étudier les moyens permettant de compenser par voie renouvelable, l'énergie électrique que nous consommons. Cette démarche associée à la maîtrise de l'énergie qui permettra à terme de limiter les impacts environnementaux.

L'utilisation des énergies renouvelables croît de plus en plus que soit dans le domaine des systèmes autonomes ou des systèmes connectés aux réseaux. Cela est dû aux avantages qu'elles présentent vis-à-vis la protection de l'environnement et aussi à leurs sources inépuisables et les coûts faibles. L'Algérie est l'un des pays dont le gisement solaire est très important (dans les zones semi arides ou arides), elle présente une superficie très vaste, avec des sites isolés dont leur alimentation en énergie électrique est l'une des préoccupations de l'état. Ces sites isolés sont favorables pour les applications solaires photovoltaïques [134].

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici 20 à 30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Naturellement décentralisées, il est intéressant de les exploiter sur le lieu de consommation, en les transformant directement soit en chaleur, soit en électricité selon les besoins [135].

Selon des estimations de l'Union européenne, près de 1,5 milliard d'êtres humains n'ont pas accès à un réseau d'approvisionnement électrique. Le coût élevé des investissements nécessaires à l'extension des réseaux publics ainsi que les besoins limités des contrées reculées concernées continueront de faire obstacle à leur raccordement à moyen terme. C'est pourquoi, les systèmes photovoltaïques en site isolé constituent une alternative intéressante. Ces systèmes sont des réseaux électriques autonomes, alimentés par un générateur photovoltaïque. Ils peuvent par exemple servir à l'approvisionnement électrique d'une île, d'une habitation isolée ou même d'un village entier. En Europe 300 000 fermes ou bâtiments ne sont pas raccordés au réseau public de distribution d'électricité. Le recours à un système

photovoltaïque en site isolé représente souvent la solution la plus économique en pareille situation [136].

Lors de la planification, de la conception et du choix d'un système, un certain nombre de conditions limites doivent être prises en compte. En effet, la conception optimale d'un système d'alimentation électrique dépend avant tout des cinq facteurs suivants :

1. Puissance de raccordement requise
2. Consommation d'énergie
3. Type de consommateurs
4. Période d'utilisation
5. Conditions limites météorologiques

Parallèlement à ces aspects techniques, certains critères culturels, sociaux, économiques et financiers entrent également en ligne de compte.

4.2 Systèmes de production d'énergie renouvelable en site isolé

Les systèmes de productions d'énergie renouvelables sont des systèmes qui utilisant des sources renouvelables comme sources d'alimentation afin de produire électricité ou la chaleur, y a des systèmes a base des piles combustible qui utilisant l'hydrogène pour produire l'électricité, le système photovoltaïque(PV), (PV-T) qui utilise le flux solaire pour produire l'électricité (PV) et la chaleur plus l'électricité (PV-T) , le systèmes éolien qui utilise le vent pour produire l'électricité , le système le plus connu dans les applications autonomes et le système photovoltaïque et le système éolien .

Le système photovoltaïque est construit premièrement avec des cellules photovoltaïques, conditionneur d'électricité, convertisseur, système de commande [137]. Plusieurs facteurs peuvent influencer le système photovoltaïque, Gregg *et al.*[138] ont noté que nombreux complexe facteurs influent sur le rendement des systèmes photovoltaïques, ces facteurs peuvent être classés on deux catégories : des facteurs internes comme la sélection du courant continu, la tension et le convertisseur aussi que le texture et l'architecture du système photovoltaïque. Les deux majors facteurs externes sont la température et l'ensoleillement. Plus de détails sur les différents facteurs internes sont rapportés dans le chapitre 2.

Un système de production d'énergie renouvelable photovoltaïque ou éolien autonome est compose dans son ensemble d'un générateur photovoltaïque (panneaux photovoltaïques), une génératrice éolienne , moyen de stockage : électrochimique (batteries) ou électrique (super capacités), convertisseur continu/continu (CC) permettant d'alimenter le bus continu et de poursuivre le point de puissance maximum, transformateur permettant d'élever la tension

pour la conversion continu/alternative, convertisseur CC/CA permettant d'alimenter les charges alternatives, module de contrôle pour la charge des batteries et l'acquisition des différentes grandeurs physiques du système [139].

Dans un système PV, l'énergie produite est directement consommée par l'utilisateur ; les fonctions Stocker et Transformer dépendent de l'application visée. La figure 4.1 présente une simple configuration d'un système photovoltaïque avec la fonction stockage et transformation.

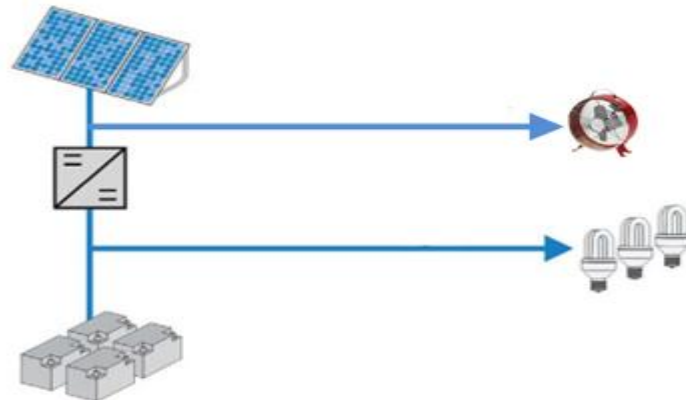


Figure 4.1 configuration d'un système photovoltaïque avec la fonction stockage et transformation.

4.2.1 Alimentation directe

Dans un système avec alimentation directe sans transformation, les panneaux photovoltaïques sont directement couplés à la charge. En se référant à la figure 4.1, l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques est directement consommée par la charge, dans ce cas le système présente l'avantage d'être simple et d'un coût relativement bas et s'avère très intéressant pour des applications pour lesquelles les besoins en énergie sont liés directement à la présence de lumière (exemple d'un ventilateur). Lors de faibles ensoleillements, la charge entraîne un surdimensionnement puisqu'il faudra produire autant d'énergie.

4.2.2 Alimentation directe avec transformation

Dans l'alimentation directe avec transformation il existe un étage d'adaptation de l'énergie entre la source (panneaux photovoltaïques) et la charge. Cet étage d'adaptation permet de transformer l'énergie produite par les modules afin d'alimenter la charge. Ainsi, selon le type de charge, nous avons comme étage d'adaptation des convertisseurs CC/CC et/ou CC/CA. Malheureusement, l'alimentation directe impose un fonctionnement relativement direct à la présence de soleil, c'est-à-dire que l'énergie produite est fonction du rayonnement solaire [139].

4.3 Conception

Un système photovoltaïque en site isolé se compose essentiellement de quatre éléments : générateur (par exemple un générateur photovoltaïque), parc de batteries, régulateur de charge et onduleur. Ces composants peuvent être couplés au système côté DC. le système le plus répandu est le système avec stockage. Le composant de stockage permet d'emmagasiner de l'énergie et de la restituer à la charge lorsque le rayonnement solaire est faible ou absent (pendant la nuit). Les composants de stockage, les plus répandus, sont les batteries électrochimiques, le stockage d'hydrogène pour les applications des piles à combustible [140].

4.3.1 Couplage DC

Dans le cas d'un couplage CC, tous les consommateurs et générateurs sont exclusivement couplés aux batteries côté tension (figure 4.1). Une alimentation en courant continu est adaptée aux configurations de systèmes simples. C'est notamment le cas lorsque l'électricité produite sert avant tout à l'éclairage, par exemple dans le cas d'une installation solaire résidentielle dont la puissance ne dépasse pas quelques centaines de watts. De jour, les batteries stockent l'énergie fournie par le générateur photovoltaïque, puis la restituent le soir afin de faire fonctionner l'éclairage. En associant un petit onduleur à l'installation, l'utilisateur peut également raccorder des consommateurs CA classiques à son système CC. La possibilité d'utiliser des consommateurs à courant alternatif constitue un avantage considérable étant donné que ceux-ci sont universellement disponibles et bon marché à l'acquisition.

4.3.2 Systèmes mixtes CC/CC (hybride)

Les systèmes hybrides CC/CA consistent en l'association de deux ou plusieurs technologies complémentaires de manière à accroître la fourniture d'énergie. Les sources d'énergie comme le soleil et le vent ne délivrent pas une puissance constante, et leur combinaison peut permettre de parvenir à une production électrique plus continue dans le temps [141]. Les batteries peuvent ainsi être simultanément chargées côté CC par l'intermédiaire d'un groupe électrogène [142]. La figure 4.2 présente un système hybride avec composants à couplage CC.

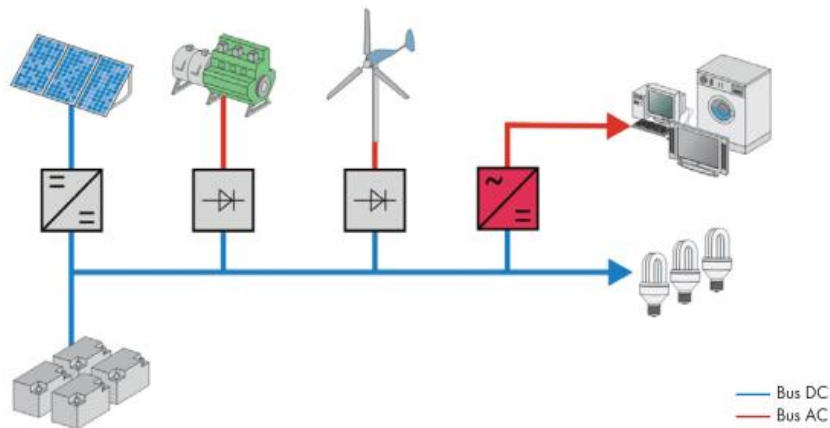


Figure 4.2 Système hybride avec composants à couplage CC.

4.4 Méthodologie adoptée

Pour les systèmes d'énergie autonomes hybride ou non hybride, le cout de stockage représente la plus grande contrainte du cout global du système pour les installations de grandes puissances. Minimiser le cout de stockage et réduire sa capacité est la raison essentielle de la combinaison des systèmes éolien et photovoltaïque [143].

La méthode adoptée pour le dimensionnement du système énergétique photovoltaïque ou éolien ou bien hybride s'effectue comme suit :

1. Le choix d'un profil de consommation d'énergie électrique représentatif du site.
2. Choix de l'éolienne et détermination de la taille du générateur photovoltaïque.
3. Dimensionnement du système de stockage.
4. Dimensionnement du système de conversion (onduleur), et du système de régulation.

4.4.1 Détermination du profil de charge

L'action de l'éclairage ou de pompage dont il est question fait partie d'une région rurale isolée non raccordée au réseau de distribution d'énergie classique qui est occupée en permanence durant toute l'année, dont l'activité sont le maraichage et l'élevage pour les fermes (système de pompage) , l'éclairage en nuit pour les maison ou bien pour le service public .

4.4.1.1 Besoins électriques domestique

Les systèmes d'éclairage public ou les systèmes de pompage sont équipés de l'ensemble des appareils permettant de fournir les services envisagés. Le nombre d'heures de consommation est déterminé en fonction de l'heure de lever et de coucher du soleil. Ou les panneaux photovoltaïque commence de généré l'énergie électrique a l'heure de lever du soleil ou même temps le service d'éclairage public arrête de fonctionne. Le nombre d'heures de pompage dépend de la capacité volumique de réservoir. Afin de consommer le minimum d'énergie et de réduire autant que possible la taille du système photovoltaïque ou éolien il est nécessaire de connaître les conditions climatologique dans le site d'installation.

La figure 4.3 présente la durée moyenne d'ensoleillement et la figure 4.4 présente la vitesse de vent moyenne dans la région de Sétif (2008-2013).

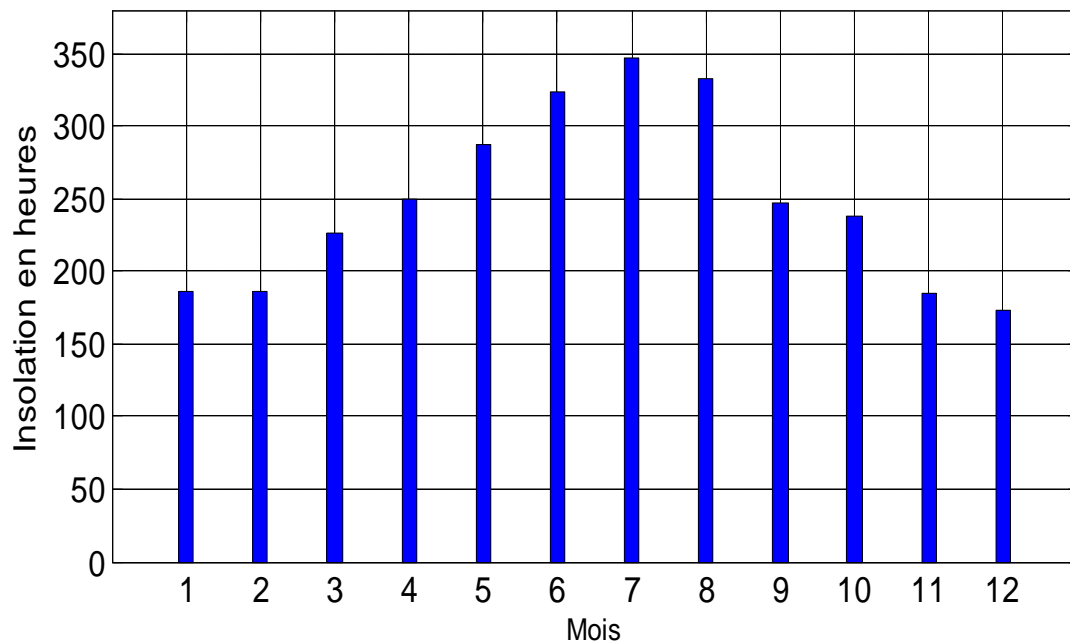


Figure 4.3 la durée moyenne d'ensoleillement dans la région de Sétif (2008-2013).

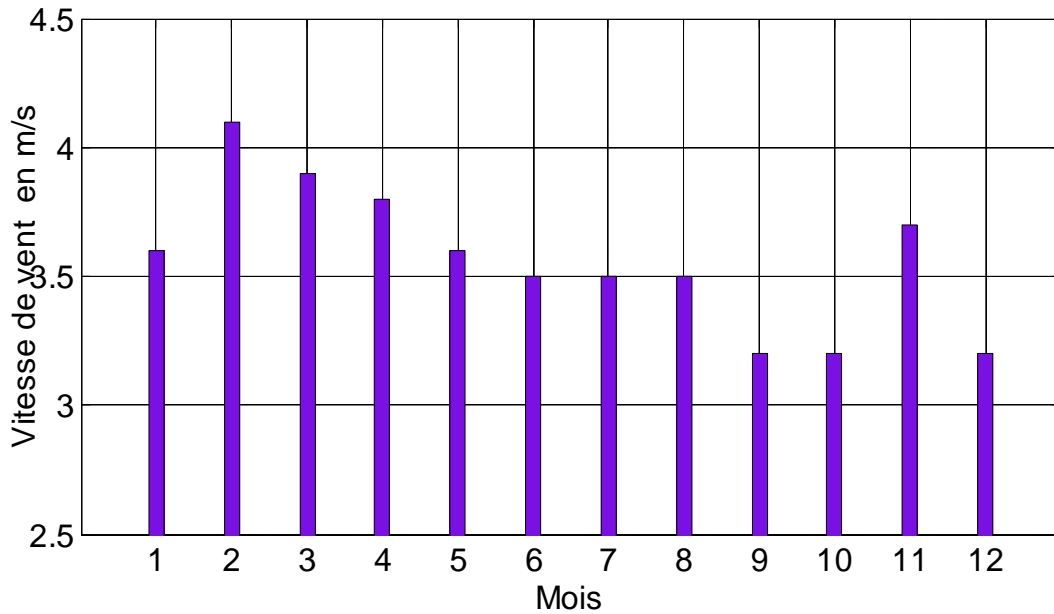


Figure 4.4 la vitesse de vent moyenne dans la région de Sétif (2008-2013).

4.5 Architecture du système d'éclairage public

Le cas simple d'un système photovoltaïque d'éclairage public utilise uniquement les panneaux PV et les batteries avec un système de conversion. Le système est présenté dans la figure.4.1 Dans cette configuration, les panneaux PV charge les batteries pendant la journée et ils fournissent l'énergie nécessaire pour la charge pendant la nuit.

4.5.1 Les batteries

La batterie au plomb est couramment associée aux systèmes solaires fixes. Dans cette application, ce type correspond bien avec le système, un temps de réponse très rapide n'est pas nécessaire puisque la charge est toujours constante, et le poids important de cette batterie n'a aucune influence dans les applications stationnaires. En outre, son efficacité est de 80% [143].

4.5.2 Les lampes

Les lampes LED avec température de couleur de 3,500 à 4,200 K sont rendu plus de lumière naturelle que le jaune des lampes au sodium ou des lampadaires vert fluorescent. En outre, aucun rayonnement UV ou IR est émis par les lampes LED.

Aujourd'hui, la plupart des lampes de rue (pour éclairage public) sont de la technologie remplie de gaz supporter une moyenne de 12.000 h de fonctionnement (moins de 3 ans).

Avec 50.000 heures de fonctionnement (lumière), les lampes LED ne doivent pas être changées depuis 12 ans. Les lampes LED sont deux fois plus chères que l'éclairage de la rue

actuelle avec un design similaire, mais cela est compensé par la durée de vie la plus longue et la faible consommation qui est autour de 60W dans ce cas la durée de vie est donnée à titre indicatif à partir [144], le prix des LED est en baisse parce que la capacité de production a augmenté. Ce prix est évaluée à environ 8euro/W. Gradation ces LED pourrait être envisagée dans le but de réduire la consommation sous certaines conditions d'exploitation.

4.5.3 Convertisseurs électriques

Les convertisseurs continu-continu sont nécessaires. Le premier est utilisé pour obtenir la puissance maximale de module PV utilisant un MPPT (Maximum Tracking Power Point algorithm) raison de la nature non linéaire de cette source. De toute évidence, une connexion directe entre le PV et la batterie fonctionne également. Cependant, il n'y a aucune garantie que le PV de fournir la puissance maximale. Pour l'application de l'éclairage de rue, il faut remarquer que la connexion directe entre PV et les LED ne serait jamais nécessaire, car ils ne seront pas fonctionner simultanément [144].

4.5.4 Les modules photovoltaïques

Pour les cellules photovoltaïques, trois technologies silicium commercialisées sont actuellement disponibles: l'amorphe, poly cristallin et monocristallin plus des détails sur la différente technologie rapportée dans le chapitre 1. la technologie poly cristallin est souvent préféré pour son faible coût, 400 DA / W [145]. La technologie monocristalline atteint 15% de rendement contre 10% pour la poly cristallin mais la production de cellules monocristallines besoin de 3 fois plus d'énergie que les cellules poly cristallines qui ne peuvent pas être ignorés à partir d'un point de vue environnemental.

4.6 Dimensionnement d'un système photovoltaïque d'éclairage

4.6.1 Dimensionnement du champ PV

Le système a été dimensionné pour satisfaire aux besoins journaliers de consommation, (éclairage des endroits, éclairage base consommation): Lampes LED 30 watt, 12 V.

Dans notre étude on prend les mois les plus faible d'ensoleillement (les heures ensoleillement) présenté dans la figure 4.3, on remarque que les mois Novembre, Décembre, Janvier et Février ont la durée d'ensoleillement presque le même avec moins d'ensoleillement dans le mois de Décembre. La durée moyenne d'ensoleillement est de 6.08 heures sa présente la durée de fonctionnement des modules photovoltaïque, la durée de fonctionnement des

lampes LED donc est près de 16 heures (0.66 jour). La consommation énergétique de notre système est de l'ordre 480(Watt heure / jour).

Le dimensionnement des panneaux PV se fait suivant la formule suivante mentionné dans le travail [149]:

$$P_c = \frac{B_j}{E_j \cdot \eta_b \cdot \eta_i} \quad (4.1)$$

P_c : puissance crête des panneaux PV [W],

E_j : rayonnement moyen quotidien du mois le plus défavorable [kWh/m²/j],

η_b : rendement électrique des batteries,

η_i : rendement électrique de l'installation (tenant compte des différentes pertes et des Convertisseurs).

Dans le travail [146] Le dimensionnement des panneaux PV se fait suivant la formule suivante :

$$P_c = \frac{E_l}{E_{nsol} \cdot \eta_{conv} \cdot f} \quad (4.2)$$

Ou :

E_L : Energie électrique demandée par la charge en Wh/j.

E_{nsol} : durée d'ensoleillement du mois le plus défavorable en heures (en print les 4 mois défavorables).

η_{conv} rendement du convertisseur %

P_c : Puissance crête en Wc.

f : Facteur traduisant les pertes et des adaptations fixe a 0.7.

4.6.2 Dimensionnement du champ batteries (autonomie du système)

L'autonomie d'un système PV est la durée pendant laquelle peut fonctionner le système sans que les panneaux PV ne produisent de l'électricité. Cette autonomie est fixée par la taille des batteries et on devra tenir compte de quelques principes élémentaires lors du dimensionnement comme par exemple l'énergie consommée, la puissance moyenne [139]. Dans ce dernier cas, du fait du surdimensionnement, les batteries seront rarement complètement chargées avec pour conséquence des phénomènes de sulfatation et au final une durée de vie plus courte [146]. Le dimensionnement des batteries est une étape primordiale d'une installation autonome qui permet de déterminer le nombre des batteries donc une attention particulière afin d'augmenter la durée de vie de ces dernières et par la même

occasion diminuer le cout global du système. Dans notre cas et afin de ne pas avoir un investissement trop couteux en stockage, nous souhaitons obtenir une autonomie de 16 heures (0.66 jour) (les heures de nuit) avec une profondeur de décharge de 60% pour des besoins journaliers de 480 Wh.

La capacité nominale des batteries est donnée par la relation suivante [139] :

$$C_b = \frac{B_j \cdot Aut}{U_{bat} \cdot \eta_b \cdot D_b} \quad (4.3)$$

Avec :

C_b : la capacité nominale des batteries [Ah],

B_j : les besoins énergétiques journaliers [Wh],

Aut : le nombre de jour d'autonomie,

U_{bat} : la tension nominale des batteries [V],

η_b : le rendement énergétique des batteries,

D_b : la profondeur de décharge des batteries,

4.6.3 Choix du convertisseur

Afin d'obtenir la plus grande efficacité de (MPP), il faut choisir le correct convertisseur DC / DC dans une installation photovoltaïque, D'après le travail de [148] le convertisseur DC / DC buck-boost est capable de gérer l'installation à suivre le point de puissance maximale du panneau photovoltaïque à tout moment, indépendamment de la température de la cellule, l'irradiation solaire global et la charge connectée.

4.7 Caractéristiques du système PV autonome

Les besoins en énergie électrique et l'autonomie du système étant définis précédemment, comme convenu nous avons choisi d'imposer la tension du bus continu a une valeur de 12V. Suivant les méthodes de dimensionnement définies, nous pouvons récapituler les caractéristiques de notre système photovoltaïque.

Besoins énergétiques journaliers : B_j est de l'ordre de 480 Wh, Tension du bus continu : est de 12 V, nombre de jours d'autonomie : 0.58 jour, Rendement électrique des batteries : $\eta_b=0.75$, Rendement électrique de l'installation : $\eta_i =0.9$, Profondeur de décharge des batteries : $D_b =0.6$.

D'après l'équation 4.2 la puissance crête du module photovoltaïque est de l'ordre : 145 Wc , le module choisie est Sun module SW 145 POLY R6A d'une puissance de 145 watt les cellules en poly cristallin , prix TTC 17.268,50 DA, avec les caractéristiques présentées dans

le tableau 4.1.

Tableau 4-1 caractéristiques du panneau Sun modules.

Puissance maximale (p-max)	145 Wc
Tension de circuit ouverte (Voc)	22.2V
courant de court circuit (Isc)	8.69A
Tension au point de puissance maximale (Vmpp)	18V
Courant au point de puissance maximale (Impp)	8.17A
Surfaces (m ²)	1.02544 m ²

La figure 4.5 présente l'insolation moyenne du 4 mois défavorables

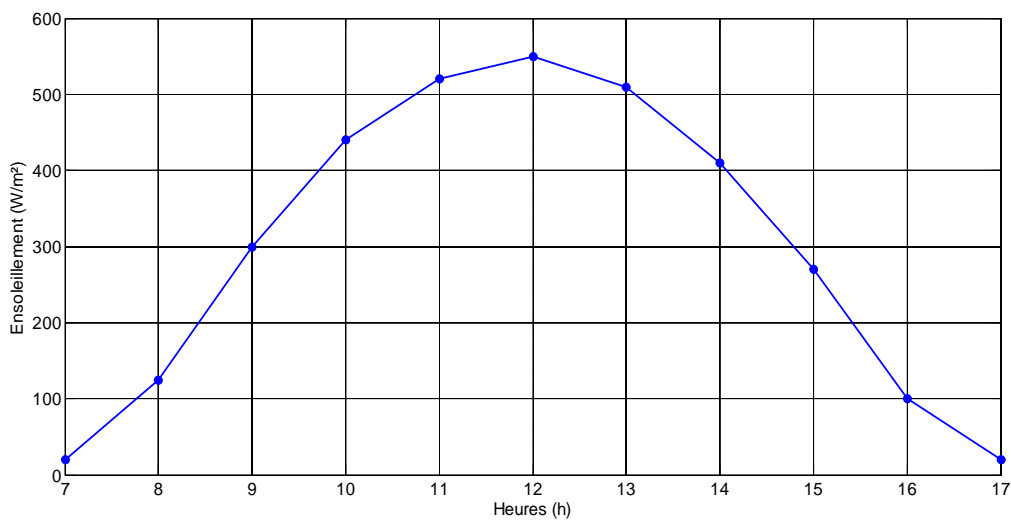


Figure 4.5 l'insolation moyenne du 4 mois défavorables.

La puissance produite par le module photovoltaïque présentée dans la figure 4.6

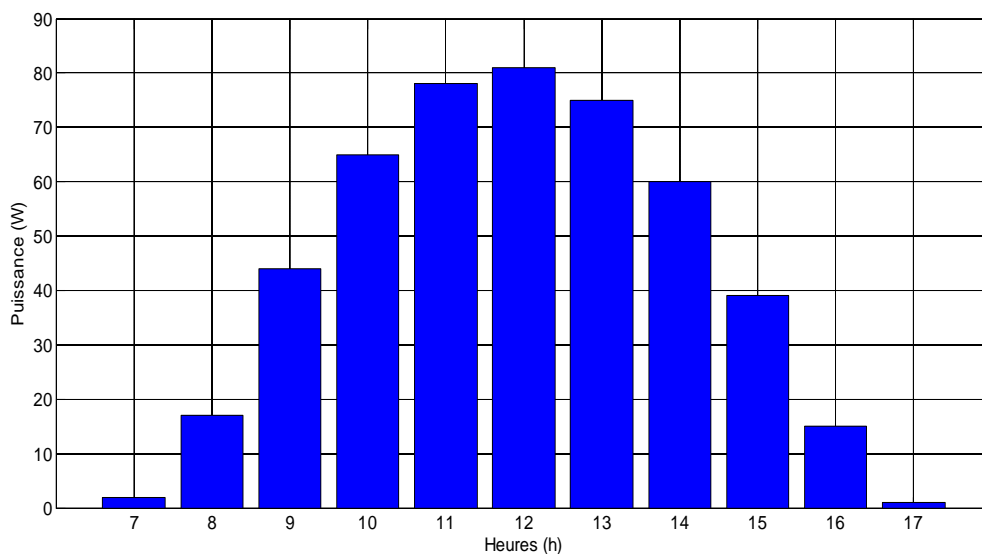


Figure 4.6 La puissance produite par le module photovoltaïque.

D'après l'équation 4.3, la capacité nominale des batteries est égale 60 Ah. Les batteries choisies seront de préférence: des batteries fermées (Valve Regulated Lead Acid) dans lesquelles l'électrolyte est stabilisé par un gel ou un matériau AGM⁷ (Absorbent Glass Mat) (1500 cycles à 100 % de DOD⁸, 7 ans d'espérance de vie (DOD max 80 %) des batteries à plaques tubulaires dites batteries stationnaires, (1500 cycles à 100 %, 12 ans d'espérance de vie (DOD max 40 %) [149][150].

Il existe plusieurs type des batteries dans le marché algérien comme les batteries ENPEC, Al assad avec une durée de vie très courte environ de 2 ans (n'est pas convenable pour les applications solaire), la batterie choisie est SOLAR TECHNOLOGY-12V, C10=100 Ah et 6 ans durée de vie avec un prix de 12000 DA.

L'énergie fournie par une batterie est de 480Wh, ce qui dimensionne son énergie nominale en fonction des profondeurs de décharges possibles sans détériorer la durée de vie des éléments de stockage (l'énergie de la batterie est pour notre étude fixée à 800Wh, profondeur de décharge est égale à 60%), la batterie fonctionne en fonction de la présence de la lumière comme récepteur et comme générateur à l'absence de la lumière, la figure 4.7 présente le scenario de fonctionnement de la batterie.

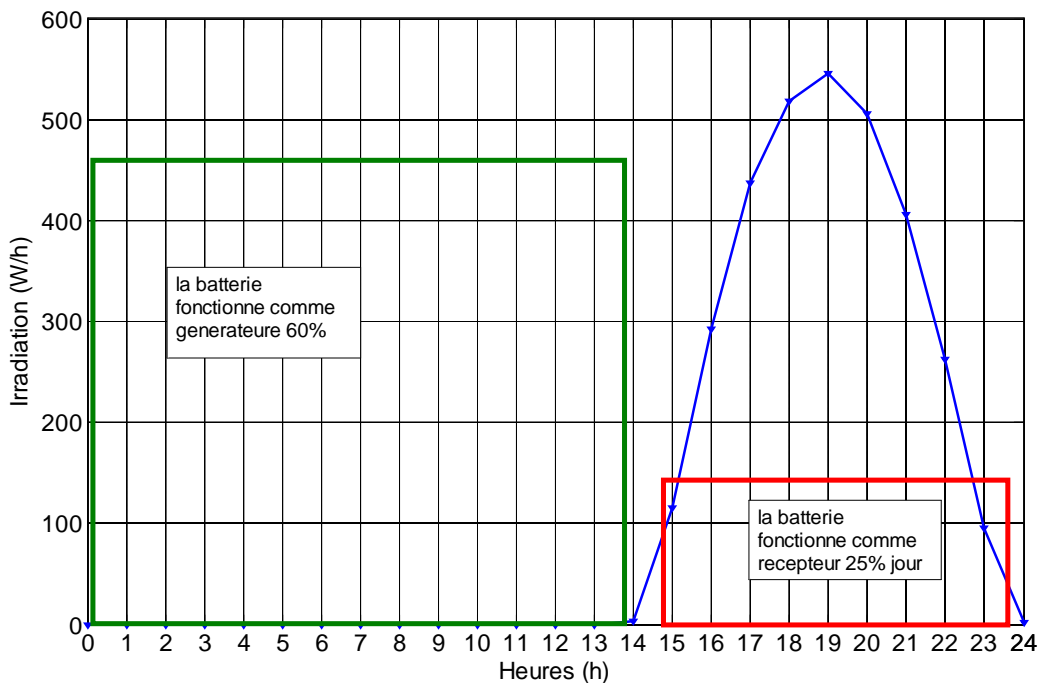


Figure 4.7 scenario de fonctionnement de la batterie.

⁷ Absorbent Glass Mat

⁸ Depth of discharge

Chargeur qui contient un convertisseur DC/DC avec une entrée variable de 10V-48V et régulation intégrée, rendement de 90%.le tableau 4.2 illustre les caractéristiques du chargeur.

Tableau 4-2 les caractéristiques du chargeur.

La tension d'entrée	$15 < V_{in} < 22.2$
Courant maximale d'entrée	$I_{in} = 5A$
Tension de sortie	14.5 V
Courant max de sortie	4A
Rendement	90%

Le prix de chargeur choisi égale à 7000 DA.

Calcul du coût de l'installation PV : Dans notre travail, on a adopté une méthode simplifiée pour le calcul du coût d'une installation photovoltaïque selon le modèle suivant [134] :

$$C_t = C_{pv} + C_b + C_{conv} + C_{in} + C_{acc} \quad (4.4)$$

C_t le coût total

C_{pv} le coût du module photovoltaïque (17.268,50 DA)

C_b le coût de la batterie (12000 DA)

C_{conv} le coût du convertisseur (7000 DA)

C_{in} le coût d'installation, C_{acc} le coût des accessoires.

Le coût d installations est égale a 3000 DA, et C_{acc} égale a 1000 DA.

D âpres l'équation 4.4 le coût totale est égale a 40.268 DA.

C_{tdv} représente le coût total estimé pour une durées de vie de l'installation préavis, donnée par:

$$C_{tdv} = C_t + C_{om} + C_{rb} \quad (4.5)$$

C_{om} représente le coût de maintenance, C_t le cout total, C_{rb} coût remplacement des batteries

Alors que le coût de revient en DA/kWh du système PV est donnée par:

$$C_{pv} = \frac{C_{tdv}}{C_{cons}} \quad (4.6)$$

Dans notre étude tous l'équipement sont en garantie d'une année, donc on suppose que y a pas un panne durent la première année de fonctionnement, donc $C_{tdv} = C_t$.

La consommation totale de notre système dans les quatre mois défavorables est égale a 60kWh, on suppose la même consommation mensuelle (15kWh) pour un mois défavorable durant les mois restants.

La consommation de notre système dans la première année est égale à 180 kWh, durant 5760h, d'après l'équation 6, $C_{pv} = 224 DA/kWh$.

Si on suppose que notre système fonctionne d'une manière normale, sans avoir des actions de maintenance durant la vie prévue de batterie. Le cout de kWh est égal à 37,3DA/kWh.

La production réelle de notre système est plus élevée que la consommation du système dans les 8 mois favorables.. En Algérie les tarifs d'achat d'un kWh est entre 9,44 - 16,06 DA [151].

4.8 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une étude des différentes parties d'un système d'éclairage public autonome à base de l'énergie solaire photovoltaïque. On prend en considération la variété des équipements solaires intervenant dans ces installations tels que les panneaux solaires, les batteries solaires d'une part, et les conditions météorologiques des sites d'installation d'autre part. Notre approche d'optimisation est basée sur des modèles mathématiques qui décrivent le fonctionnement de chaque partie de l'installation. Entre autre la production d'énergie, le stockage d'énergie, la consommation d'énergie et le critère (qualité / prix) globale de l'installation, et le prix de kWh consommé dans un intervalle de temps de 6 ans.

Conclusion Générale Et Perspectives

5 Conclusion générale et Perspectives :

La thèse concerne la modélisation de modèles de systèmes photovoltaïque, la mise en place des données nécessaires à l'évaluation et au développement de ces systèmes, ainsi qu'au développement durable. L'objectif principal de ce travail est le développement de production de l'énergie des systèmes photovoltaïques.

Nous avons présenté les différentes catégories des énergies renouvelables et leurs utilisations, mettant l'accent avec une démonstration détaillés sur l'énergie solaire photovoltaïque, les panneaux et les cellules photovoltaïques, en mettant en relief leurs principales caractéristiques et fonctionnement, ainsi que leurs avantages et inconvénients. Enfin l'importance de chaque type d'énergie, afin de montré l'importance de la source photovoltaïque et son potentiel énergétique dans notre pays.

Nous avons proposé une description détaillée de la modélisation des modules photovoltaïques en fonctionnement, et un diagnostic avec la technique infrarouge, un état de l'art des recherches sectorielles, ou interdisciplinaires sur l'utilisation des techniques infrarouge passive pour les systèmes photovoltaïques ont été présenté. L'emploi du module photovoltaïque dans des installations solaires (éclairage public ou pompage d'eux ...) nécessite une bonne connaissance de sa performance, et les différents facteurs qui affectent le rendement des panneaux, donc l'objectif de ce travail est d'étudier l'influence de la température du panneau sur le rendement photovoltaïque et donc sur les caractéristiques du panneau (puissance, courant et tension). Les essais ont été effectués sur un panneau solaire standard avec une puissance de sortie de 80 W. La température est mesurée par des thermographes enregistrés par une caméra IR et par des capteurs thermocouples aussi dans les teste à l'intérieur. Les caractéristiques électriques sont mesurées par des multimètres sous différentes conditions d'éclairement fixe est variables (en fonction du temps) et de température. Avec une étude des caractéristiques des panneaux, pas seulement dans les conditions STC mais aussi dans les différentes conditions de fonctionnement réelle (sur site de fonctionnement). Un état de l'art sur les différents modèles thermique des panneaux photovoltaïques a été présenté. L'objectif de développement d'un modèle thermique dynamique est l'utilisation des propriétés physique des matériaux utilisés (les couches de module) dans la fabrication des différents panneaux solaires, avec différentes conditions climatologique (vitesse de vent, température ambiante, éclairement...), ainsi que les propriétés optiques de chaque couche. L'influence des différentes conditions climatologiques sur le rendement et le fonctionnement des systèmes photovoltaïques. L'évaluation et le calcul

de température des cellules par un modèle thermique dynamique est très important pour le modèle électrique afin de les prédire.

Dans ce manuscrit, nous avons élaboré un modèle de dimensionnement optimal pour une alimentation en électricité d'un système d'éclairage public avec des panneaux solaires, et des batteries de stockage, d'une manière économique implanté dans une région rurale à Sétif.

Elaboration d'une base de données sur la vitesse du vent et le rayonnement solaire de la région de Sétif durant 5 ans (2008-2013). Nous avons constaté, d'après les résultats obtenus pour le site de Sétif, que cette région dispose des gisements solaire et éolien très importants. La durée d'insolation dépasse >2000 heures annuellement. L'énergie acquise quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 peut dépasser 6kWh dans la période d'été et annuellement elle est de l'ordre de 1780 kWh pour un plan horizontal et peut dépasser 2000 kWh/m^2 pour une inclinaison optimale mensuelle ou saisonnière. Du côté de vent, nous avons conclu que la région bénéficie des couloirs ventés qui peuvent refroidir les panneaux solaire naturellement est augmente le rendement des modules .

D'après les résultats obtenus dans le chapitre 4, il est nécessaire de raccorder un certains nombre des systèmes d'éclairage public au réseau d'électricité pour injecter l'énergie produite dans les mois favorable afin de diminuer le cout d'installation et le cout de cycle de vie.

En perspective, ce travail, pourra être complété par :

A cause de l'insuffisance des données de l'irradiation solaire chaque heure en kW/m^2 et de la vitesse du vent du site de Sétif et la température. Nous proposons de compléter ce travail par le dimensionnement et l'optimisation du système hybride (photovoltaïque-éolien-pile combustible), par l'utilisation d'une base de données de l'irradiation solaire et de vitesse du vent de plusieurs années .

Références Bibliographiques

6 Références bibliographiques :

- [1] Ginley, David S., and David Cahen, eds. *Fundamentals of materials for energy and environmental sustainability*. Cambridge University Press, 2011.
- [2] V. Quaschnig, *Understanding Renewable Energy*, London: Earthscan, 2005, pp. 116-127.
- [3] Würfel, Peter, and Uli Würfel. *Physics of solar cells: from basic principles to advanced concepts*. John Wiley & Sons, 2009.
- [4] Ohno, H., Shen, A., Matsukura, F., Oiwa, A., Endo, A., Katsumoto, S., & Iye, Y. (1996). (Ga, Mn) As: a new diluted magnetic semiconductor based on GaAs. *Applied Physics Letters*, 69(3), 363-365.
- [5] Kaelin, M., Rudmann, D., & Tiwari, A. N. (2004). Low cost processing of CIGS thin film solar cells. *Solar Energy*, 77(6), 749-756.
- [6] Deng, J., Pearce, J. M., Koval, R. J., Vlahos, V., Collins, R. W., & Wronski, C. R. (2003). Absence of carrier recombination associated with the defect pool model in intrinsic amorphous silicon layers: Evidence from current-voltage characteristics on pin a.
- [7] Grätzel, Michael. "Dye-sensitized solar cells." *Journal of Photochemistry and Photobiology C: Photochemistry Reviews* 4.2 (2003): 145-153.
- [8] Ringel, S., Andre, C. L., Fitzgerald, E., Pitera, A. J., & Wilt, D. M. (2005, January). Multi-junction III-V photovoltaics on lattice-engineered Si substrates. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-First IEEE* (pp. 56).
- [9] national renewable energy laboratory NREL .
http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg.
- [10] The Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, www.ise.fraunhofer.de.
- [11] www.solar-kit.com.
- [12] www.bystronic-glass.com.
- [13] Becherif, M., Ayad, M. Y., Henni, A., Wack, M., & Aboubou, A. (2010, November). Hybridization of fuel cell, solar panel and batteries on the DC link for street lighting application. In *IECON 2010-36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Socie*.
- [14] Becherif, M., Ayad, M. Y., Henni, A., & Aboubou, A. (2010, December). Hybridization of solar panel and batteries for street lighting by passivity based control. In *Energy Conference and Exhibition (EnergyCon), 2010 IEEE International* (pp. 664-669). IEEE..
- [15] Becherif, M., Ayad, M. Y., Henni, A., & Aboubou, A. (2010, December). Hybrid sources for train traction: Wind generator, solar panel and supercapacitors. In *Energy Conference and Exhibition (EnergyCon), 2010 IEEE International* (pp. 658-663). IEEE.
- [16] Liu, B., Duan, S., & Cai, T. (2011). Photovoltaic DC-building-module-based BIPV system Concept and design considerations. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 26(5), 1418-1429.
- [17] Chen, Y., Athienitis, A. K., & Galal, K. (2010). Modeling, design and thermal performance of a BIPV/T system thermally coupled with a ventilated concrete slab in a low energy solar house: Part 1, BIPV/T system and house energy concept. *Solar Energy*, 84(11).
- [18] Prasad, D., & Snow, M. (2014). *Designing with solar power: a source book for building integrated photovoltaics (BiPV)*. Routledge.
- [19] Lu, L., & Yang, H. X. (2010). Environmental payback time analysis of a roof-mounted building-integrated photovoltaic (BIPV) system in Hong Kong. *Applied Energy*, 87(12), 3625-3631.

- [20] Serrano-Luján, L., García-Valverde, R., Espinosa, N., García-Cascales, M. S., Sánchez-Lozano, J. M., & Urbina, A. (2015). Environmental benefits of parking-integrated photovoltaics: a 222 kWp experience. *Progress in Photovoltaics: Research and Application*.
- [21] Ferronato, F., Aoki, A. R., Fonseca, A. G., Heuer, F., Siebert, L. C., Riella, R. J., ... & Fernandes, T. S. (2014, September). Case study on distributed generation for electric vehicle and energy storage integration. In *Transmission & Distribution Confer*.
- [22] Khaselev, O., & Turner, J. A. (1998). A monolithic photovoltaic-photoelectrochemical device for hydrogen production via water splitting. *Science*, 280(5362), 425-427.
- [23] Khaselev, O., Bansal, A., & Turner, J. A. (2001). High-efficiency integrated multijunction photovoltaic/electrolysis systems for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 26(2), 127-132.
- [24] Pipattanasomporn, M., Feroze, H., & Rahman, S. (2009, March). Multi-agent systems in a distributed smart grid: Design and implementation. In *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES (pp. 1-8)*. IEEE.
- [25] USA Energy Information Administration . <http://www.eia.gov>.
- [26] Viebahn, P., Lechon, Y., & Trieb, F. (2011). The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe—a dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. *Energy Policy*, 39(8), 4420-4430.
- [27] Barlev, D., Vidu, R., & Stroeve, P. (2011). Innovation in concentrated solar power. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(10), 2703-2725.
- [28] international energy information
https://www.iea.org/media/freepublications/technologyroadmaps/csp_roadmap2010.pdf.
- [29] Fernandez-Garcia, A., Zarza, E., Valenzuela, L., & Pérez, M. (2010). Parabolic-trough solar collectors and their applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(7), 1695-1721.
- [30] Barlev, D., Vidu, R., & Stroeve, P. (2011). Innovation in concentrated solar power. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(10), 2703-2725.
- [31] Ministère de l'Energie Algérienne <http://www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=projet-centrale-hybride-solaire-gaz-de-150-mw>.
- [32] Singh, P. L., Sarviya, R. M., & Bhagoria, J. L. (2010). Thermal performance of linear Fresnel reflecting solar concentrator with trapezoidal cavity absorbers. *Applied Energy*, 87(2), 541-550.
- [33] National Renewable Energy Laboratory NREL
http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=37.
- [34] Zhang, H. L., Baeyens, J., Degève, J., & Cacères, G. (2013). Concentrated solar power plants: Review and design methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 466-481..
- [35] ApS, BTM Consult. "World Market Update 2009 (Forecast 2010-2014)." Ringkøbing, Denmark: BTM Consult ApS. <http://www.btm.dk>.
- [36] global wind energy council EWEA, *Wind Energy Navigating the global wind power market*, Brussels, Belgium, 2014. www.gwec.net.
- [37] <http://www.riffgat.de>.
- [38] Müller, G., Jentsch, M. F., & Stoddart, E. (2009). Vertical axis resistance type wind turbines for use in buildings. *Renewable Energy*, 34(5), 1407-1412..
- [39] <http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures-FR/wind-onshore-eco-100-eolienne-terrestre-fr.pdf>.

- [40] Bioenergy, I. E. A. (2009). Bioenergy—a sustainable and reliable energy source. International Energy Agency Bioenergy, Paris, France.
- [41] IPCC, 2007. Intergovernmental Panel on Climate Change, Mitigation of Climate Change. Working group III, Chapter 4 of the 4th Assessment report..
- [42] Bertani, R. (2012). Geothermal power generation in the world 2005–2010 update report. *Geothermics*, 41, 1-29.
- [43] Blodgett, L., & Slack, K. (2009). Geothermal 101: Basics of Geothermal Energy Production. GeothermalEnergyAssociation2009.
- [44] Lund, J. W., & Freeston, D. H. (2001). World-wide direct uses of geothermal energy 2000. *Geothermics*, 30(1), 29-68.
- [45] Gary, T. J., & Gashus, O. K. (1972). Tidal Power..
- [46] Pelc, R., & Fujita, R. M. (2002). Renewable energy from the ocean. *Marine Policy*, 26(6), 471-479.
- [47] Kirke, B. (2006). Developments in ducted water current turbines. Tidal paper, (25-04)..
- [48] [http://www.iea.org/bookshop/453-Medium Term_Renewable_Energy_Market_Report_2013](http://www.iea.org/bookshop/453-Medium_Term_Renewable_Energy_Market_Report_2013).
- [49] Astarita T, Cardone G, Carlomagno G M and Meola C (2000) A survey of infrared thermography for convective heat transfer measurements *Opt. Laser Technol.* 32 593–610.
- [50] Carlomagno, G. M., & Cardone, G. (2010). Infrared thermography for convective heat transfer measurements. *Experiments in fluids*, 49(6), 1187-1218.
- [51] Bazilian, M. D., Kamalanathan, H., & Prasad, D. K. (2002). Thermographic analysis of a building integrated photovoltaic system. *Renewable Energy*, 26(3), 449-461.
- [52] Hetsroni, G., Gurevich, M., Mosyak, A., & Rozenblit, R. (2003). Surface temperature measurement of a heated capillary tube by means of an infrared technique. *Measurement Science and Technology*, 14(6), 807.
- [53] Usamentiaga, R., Venegas, P., Guerediaga, J., Vega, L., Molleda, J., & Bulnes, F. G. (2014). Infrared thermography for temperature measurement and non-destructive testing. *Sensors*, 14(7), 12305-12348.
- [54] Vavilov, V., Marinetti, S., Grinzato, E., Bison, P. G., Dal Toè, S., & Burleigh, D. (2002). Infrared thermographic nondestructive testing of frescos: Thermal modeling and image processing of three dimensional heat diffusion phenomena. *Materials evaluation*.
- [55] W.K. Pratt, *Digital Image Processing*, Wiley, New York, 1991, p. 698..
- [56] Ibarra-Castanedo, C., Gonzalez, D., Klein, M., Pilla, M., Vallerand, S., & Maldague, X. (2004). Infrared image processing and data analysis. *Infrared physics & technology*, 46(1), 75-83.
- [57] Luhmann, T., Piechel, J., & Roelfs, T. (2013). Geometric calibration of thermographic cameras. In *Thermal Infrared Remote Sensing* (pp. 27-42). Springer Netherlands.
- [58] Lagüela, S., González-Jorge, H., Armesto, J., & Arias, P. (2011). Calibration and verification of thermographic cameras for geometric measurements. *Infrared Physics & Technology*, 54(2), 92-99.
- [59] Van der Borg, N. J. C. M., & Burgers, A. R. (2003, May). Thermography: quality control for module manufacturing. In *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on* (Vol. 2, pp. 1946-1947). IEEE.
- [60] Moropoulou, A., Palyvos, J., Karoglou, M., & Panagopoulos, V. (2007). Using IR thermography for photovoltaic array performance assessment. In *Proceedings of the Fourth International*

- Conference on NDT, Chania, Greece.
- [61] Krenzinger, A., & de Andrade, A. C. (2007). Accurate outdoor glass thermographic thermometry applied to solar energy devices. *Solar Energy*,81(8), 1025-1034.
- [62] Vodermayr, C., Mayer, M., Müller, T., Niess, M., Wotruba, G., & Schumacher, J. (2008). First results—correlation between IR-images and electrical behavior and energy yield of PV-modules. *Proceedings of the 23rd PVSEC, Valencia, Spain*, 3134-313.
- [63] Acciani, G., Simione, G. B., & Vergura, S. (2010). Thermographic analysis of photovoltaic panels. In *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10)*, Granada, Spain, March (pp. 23-25)..
- [64] Botsaris, P. N., & Tsanakas, J. A. (2010, June). Infrared thermography as an estimator technique of a photovoltaic module performance via operating temperature measurements. In *Proceedings of the 10th ECNDT Conference*..
- [65] Simon, M., & Meyer, E. L. (2010). Detection and analysis of hot-spot formation in solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 94(2), 106-113..
- [66] Avdelidis, N. P., Markopoulos, Y. P., Katsis, I. A., & Koui, M. (2011, May). A thermographic survey for evaluating in situ the performance of photovoltaic panels. In *SPIE Defense, Security, and Sensing* (pp. 80130K-80130K). *International Society for Optics*.
- [67] Ancuta, F., & Cepisca, C. (2011, July). Fault analysis possibilities for PV panels. In *Energetics (IYCE), Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on* (pp. 1-5). *IEEE*..
- [68] Vergura, S., & Falcone, O. (2011, May). Filtering and processing IR images of PV modules. In *Proceedings of international conference on renewable energies and power quality (ICREPQ'11)*, Las Palmas de Gran Canaria, Spain, April (pp. 13-15)..
- [69] Rogotis, S., Ioannidis, D., Tsolakis, A., Tzovaras, D., & Likothanassis, S. Early defect diagnosis in installed PV modules exploiting spatio-temporal information from thermal images..
- [70] Claudia Buerhop, Hans Scheuerpflug, Rudolf Weißmann. the role of infrared emissivity of glass on ir-imaging of PV-plants (26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2011)).
- [71] Spagnolo, G. S., Del Vecchio, P., Makary, G., Papalillo, D., & Martocchia, A. (2012, May). A review of IR thermography applied to PV systems. In *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2012 11th International Conference on* (pp. 879-884). *IEEE*..
- [72] Tsanakas, J. A., & Botsaris, P. N. (2011). Passive and active thermographic assessment as a tool for condition-based performance monitoring of photovoltaic modules. *Journal of Solar Energy Engineering*, 133(2), 021012..
- [73] Kaplani, E. (2012). Detection of degradation effects in field-aged c-Si solar cells through IR thermography and digital image processing. *International Journal of Photoenergy*, 2012..
- [74] Tsanakas, J. A., & Botsaris, P. N. (2012). An infrared thermographic approach as a hot-spot detection tool for photovoltaic modules using image histogram and line profile analysis. *International Journal of Condition Monitoring*, 2(1), 22-30..
- [75] Buerhop, C., Schlegel, D., Niess, M., Vodermayr, C., Weißmann, R., & Brabec, C. J. (2012). Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 107, 154-164..
- [76] Spanoche, S. A., Stewart, J. D., Hawley, S. L., & Opris, I. E. (2012, June). Model-based method for partially shaded PV modules Hot Spot Suppression. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Volume 2, 2012 IEEE 38th* (pp. 1-7). *IEEE*..

- [77] Tsanakas, J. A., Chrysostomou, D., Botsaris, P. N., & Gasteratos, A. (2013). Fault diagnosis of photovoltaic modules through image processing and Canny edge detection on field thermographic measurements. *International Journal of Sustainable Energy* 1-22..
- [78] Hu, Y., Gao, B., Song, X., Tian, G. Y., Li, K., & He, X. (2013). Photovoltaic fault detection using a parameter based model. *Solar Energy*, 96, 96-102.
- [79] Hu, Y., Cao, W., Ma, J., Finney, S., & Li, D. (2014). Identifying PV Module Mismatch Faults by a Thermography-Based Temperature Distribution Analysis..
- [80] Grimaccia, F., Aghaei, M., Mussetta, M., Leva, S., & Quater, P. B.(2014) Planning for PV plant performance monitoring by means of unmanned aerial systems (UAS). *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 1-8..
- [81] Bellezza Quater, P., Grimaccia, F., Leva, S., Mussetta, M., Aghaei, M.: Light unmanned aerial vehicles (UAVs) for cooperative inspection of PV plants. *IEEE J. Photovolt.* 4(4), 1107–1113 (2014).
- [82] Ibarra-Castanedo, C., Genest, M., Piau, J. M., Guibert, S., Bendada, A., & Maldague, X. P. (2007). Active Infrared Thermography Techniques for the Non-destructive Testing of Materials. Chapter XIV of the book:“Ultrasonic and Advanced Methods for Nondestru.
- [83] Ebner, R., Kubicek, B., & Ujvari, G. (2013, November). Non-destructive techniques for quality control of PV modules: Infrared thermography, electro-and photoluminescence imaging. In *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the* .
- [84] G. Walker, "Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model", *Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia, IEA ust*, vol.21, No. 1, 2001, pp.49-56.
- [85] Messenger, Roger & Jerry Ventre *Photovoltaic Systems Engineering* 2nd Edition.
- [86] M. Sander, B. Henke, S. Schweizer, M. Ebert, and J. Bagdahn, “PV module defect detection by combination of mechanical and electrical analysis methods”, 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010. doi10.1109/PVSC.2010.5615878 .
- [87]. Tina, G. M., & Scrofani, S. (2008, May). Electrical and thermal model for PV module temperature evaluation. In *Electrotechnical Conference, 2008. MELECON 2008. The 14th IEEE Mediterranean* (pp. 585-590). IEEE.
- [88]. Notton, G., Cristofari, C., Mattei, M., & Poggi, P. (2005). Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences. *Applied Thermal Engineering*, 25(17), 2854-2877.
- [89]. Davis, M. W., Fanney, A. H., & Dougherty, B. P. (2001). Prediction of Building Integrated Photovoltaic Cell Temperatures*. *Journal of Solar Energy Engineering*, 123(3), 200-210.
- [90]. Lindholm, F., Fossum, J. G., & Burgess, E. L. (1979). Application of the superposition principle to solar-cell analysis. *Electron Devices, IEEE Transactions on*, 26(3), 165-171.
- [91]. Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (1980). *Solar engineering of thermal processes* (Vol. 3). New York etc.: Wiley.
- [92]. Green, M. A. (1982). *Solar cells: operating principles, technology, and system applications*.
- [93]. Alers, G. B., Zhou, J., Deline, C., Hacke, P., & Kurtz, S. R. (2011). Degradation of individual cells in a module measured with differential IV analysis. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(8), 977-982.
- [94]. De Bernardez, L., & Buitrago, R. H. (2006). Dark I–V curve measurement of single cells in a photovoltaic module. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 14(4), 321-327.

- [95]. Ortiz-Conde, A., García-Sánchez, F. J., Muci, J., & Sucre-González, A. (2014). A review of diode and solar cell equivalent circuit model lumped parameter extraction procedures. *Facta universitatis-series: Electronics and Energetics*, 27(1), 57-102.
- [96]. King, D. L., Kratochvil, J. A., & Boyson, W. E. (2004). Photovoltaic array performance model. United States. Department of Energy.
- [97]. Huld, T., Friesen, G., Skoczek, A., Kenny, R. P., Sample, T., Field, M., & Dunlop, E. D. (2011). A power-rating model for crystalline silicon PV modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(12), 3359-3369.
- [98]. Green, M. A. (2002). Lambertian light trapping in textured solar cells and light-emitting diodes: analytical solutions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 10(4), 235-241.
- [99]. Cotter, J. E. (2005, January). RaySim 6.0: a free geometrical ray tracing program for silicon solar cells. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE* (pp. 1165-1168). IEEE.
- [100]. Bishop, J. W. (1988). Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits. *Solar cells*, 25(1), 73-89.
- [101]. Grunow, P. (2010, April). Soldering of crystalline silicon modules: Losses, reliability and improvements. In *2nd Workshop on Metallization of Crystalline Silicon Solar Cells*.
- [102]. Alonso-Garcia, M. C., Ruiz, J. M., & Chenlo, F. (2006). Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(3), 329-340.
- [103]. Petrone, G., & Ramos-Paja, C. A. (2011). Modeling of photovoltaic fields in mismatched conditions for energy yield evaluations. *Electric Power Systems Research*, 81(4), 1003-1013.
- [104]. Hoang, P., Bourdin, V., Liu, Q., Caruso, G., & Archambault, V. (2014). Coupling optical and thermal models to accurately predict PV panel electricity production. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 125, 325-338.
- [105]. Krauter, S., & Hanitsch, R. (1994, December). Actual optical and thermal performance of PV-modules. In *Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1994, 1994 IEEE First World Conf.*
- [106]. Lu, Z. H., & Yao, Q. (2007). Energy analysis of silicon solar cell modules based on an optical model for arbitrary layers. *Solar Energy*, 81(5), 636-647.
- [107]. Fraidenraich, N., & Vilela, O. C. (2000). Exact Solutions for multilayer optical structures.: Application to PV modules. *Solar energy*, 69(5), 357-362.
- [108]. Armstrong, S., & Hurley, W. G. (2010). A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. *Applied Thermal Engineering*, 30(11), 1488-1495.
- [109]. McIntosh, K. R., Swanson, R. M., & Cotter, J. E. (2006). A simple ray tracer to compute the optical concentration of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: research and applications*, 14(2), 167-177.
- [110]. Haedrich, I., Eitner, U., Wiese, M., & Wirth, H. (2014). Unified methodology for determining CTM ratios: Systematic prediction of module power. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 131, 14-23.
- [111]. Skoplaki, E., & Palyvos, J. A. (2009). Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*, 34(1), 23-29.

- [112]. Jones, A. D., & Underwood, C. P. (2001). A thermal model for photovoltaic systems. *Solar energy*, 70(4), 349-359.
- [113]. Fuentes, M. K. (1987). A simplified thermal model for flat-plate photovoltaic arrays (No. SAND-85-0330). Sandia National Labs., Albuquerque, NM (USA).
- [114]. Dupeyrat, P. (2011). Experimental development and simulation investigation of a photovoltaic-thermal hybrid solar collector (Doctoral dissertation, Lyon, INSA).
- [115]. Chow, T. T. (2003). Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model. *Solar Energy*, 75(2), 143-152.
- [116]. Lobera, D. T., & Valkealahti, S. (2013). Dynamic thermal model of solar PV systems under varying climatic conditions. *Solar energy*, 93, 183-194.
- [117]. Wang, P., Bar-Cohen, A., Yang, B., Solbrekken, G. L., & Shakouri, A. (2006). Analytical modeling of silicon thermoelectric microcooler. *Journal of Applied Physics*, 100(1), 014501.
- [118]. Alawadhi, E. M. (2008). Thermal analysis of a building brick containing phase change material. *Energy and Buildings*, 40(3), 351-357.
- [119]. Braun, S., Hahn, G., Nissler, R., Pönisch, C., & Habermann, D. (2013). Multi-busbar solar cells and modules: high efficiencies and low silver consumption. *Energy Procedia*, 38, 334-339.
- [120]. Joshi, A. S., Tiwari, A., Tiwari, G. N., Dincer, I., & Reddy, B. V. (2009). Performance evaluation of a hybrid photovoltaic thermal (PV/T)(glass-to-glass) system. *International Journal of Thermal Sciences*, 48(1), 154-164.
- [121]. Michael, J. J., Iniyar, S., & Goic, R. (2015). Flat plate solar photovoltaic-thermal (PV/T) systems: A reference guide. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 62-88.
- [122]. Bergman, T. L., Incropera, F. P., & Lavine, A. S. (2011). *Fundamentals of heat and mass transfer*. John Wiley & Sons.
- [123]. Haedrich, I., Eitner, U., Wiese, M., & Wirth, H. (2014). Unified methodology for determining CTM ratios: Systematic prediction of module power. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 131, 14-23.
- [124]. McIntosh, K. R., Cotsell, J. N., Cumpston, J. S., Norris, A. W., Powell, N. E., & Ketola, B. M. (2009, June). An optical comparison of silicone and EVA encapsulants for conventional silicon PV modules: A ray-tracing study. In *Photovoltaic Specialists Conf.*
- [125]. Palyvos, J. A. (2008). A survey of wind convection coefficient correlations for building envelope energy systems' modeling. *Applied Thermal Engineering*, 28(8), 801-808.
- [126]. Sartori, E. (2006). Convection coefficient equations for forced air flow over flat surfaces. *Solar Energy*, 80(9), 1063-1071.
- [127]. R.J. Cole, N.S. Sturrock, The convective heat exchange at the external surface of.
- [128]. Cole, R. J., & Sturrock, N. S. (1977). The convective heat exchange at the external surface of buildings. *Building and Environment*, 12(4), 207-214.
- [129]. A.I. Kudish, E.G. Evseev, G. Walter, T. Leukefeld, Simulation study of a solar collector with a selectively coated.
- [130] A. Kaabeche, M. Belhamel, R. Ibtouen, S. Moussa et R. Benhaddadi, 'Optimisation d'un système hybride (éolien – photovoltaïque) totalement autonome', *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 9 N°3, 2006, pp 199 – 209.

- [131] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche, 'A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system', *Energy Policy* (2007), doi:10.1016/j.enpol.2007.06.020.
- [132] B. Ai, H. Yang, H. Shen, X. Liao, 'Computer aided design for PV/Wind hybrid system', *Renewable Energy* 28,2003, pp 1491–1512
- [133] http://www.surtec.fr/catalog/-eolienne-whisper-200-1000w-12-a-48vdc-cpath114-products_id505.html.
- [134]. Mekerbeche, H., Azoui, B., & Chabane, M. (2013). Etude d'une puissance solaire photovoltaïque de 100kWc pour application dans une zone semi aride.
- [135]. Belmili, H., Ayad, M., Berkouk, E. M., & Haddadi, M. Optimisation de dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes-Exemples d'applications, éclairage et pompage au fil du soleil. *Revue des Energies Renouvelables CICME*, 8, 27-39.
- [136]. <http://files.sma.de/dl/10040/INSELVENSOR-AFR104310-web.pdf>.
- [137] A Guide to Photovoltaic (PV) System Design and Installation. Available online http://www.energy.ca.gov/reports/2001-09-04_500-01-020.PDF (accessed on 13 February 2012).
- [138]. Gregg, A.; Parker, T.; Swenson, R. A "real world" examination of PV system design and performance. In *Proceeding of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Austin, TX, USA, June 2005; pp. 1587–1592.
- [139]. Singo, A. T. (2010). *Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome* (Doctoral dissertation, Nancy 1).
- [140]. Ioannis Hadjipaschalis, Andreas Poullikkas, Venizelos Efthimiou "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications" *Renewable and Sustainable Energy Reviews* n°13 (2009), pp. 1513–1522 .
- [141]. Saliha, A. O. U. F. I. (2015). *Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque*.
- [142]. E. Lorenz et al: « *Solar Electricity: Engineering of Photovoltaic Systems.* », report of the Universidad Politécnica de Madrid., 2000.
- [143]. S.Moussa, A.Kaabèche et M. Belhamel, 'Evaluation des Performances d'un Système Hybride de Production d'Electricité', *Revue. Energie Renouvelable*, 1999, pp 247-250.
- [144]. Lagorse, J., Paire, D., & Miraoui, A. (2009). Sizing optimization of a stand-alone street lighting system powered by a hybrid system using fuel cell, PV and battery. *Renewable Energy*, 34(3), 683-691.
- [145]. <http://www.lrc.rpi.edu/programs/NLPIP/lighting%20Answers%20LED/life.asp>.
- [146]. RICAUD, A. (2005). *Modules photovoltaïques: Aspects technico-économiques. Techniques de l'ingénieur. Génie électrique*, 7(D3941).
- [147]. Schiffer, J., Sauer, D. U., Bindner, H., Cronin, T., Lundsager, P., & Kaiser, R. (2007). Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems. *Journal of Power Sour.*

- [148]. Enrique, J. M., Duran, E., Sidrach-de-Cardona, M., & Andujar, J. M. (2007). Theoretical assessment of the maximum power point tracking efficiency of photovoltaic facilities with different converter topologies. *Solar Energy*, 81(1), 31-38.
- [149]. Z. Benhachani, "Elaboration d'un modèle de dimensionnement d'un système hybride (solaire-eolien) alimentant une ferme dans la région des Aurès ", Mémoire de magister, Université de Batna, 2011.
- [150]. Meddah, M., Bourahla, M., & Bouchetata, N. Synthèse des convertisseurs statiques DC/AC pour les systèmes photovoltaïques.
- [151]. <http://portail.cder.dz/spip.php?article3990>.