

UNIVERSITE CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR



**Ecole Doctorale - Physique Chimie Sciences de la Terre de l'Univers et de l'Ingénieur
ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE**

Année : 2016-2017 N° d'ordre : 113

THÈSE DE DOCTORAT

Spécialité : Systèmes Energétiques et Environnement

Présentée par :

Cheikh El Banany ELHADJ SIDI

Contribution à l'étude des performances des systèmes photovoltaïques dans les conditions environnementales sahéliennes

Soutenue le **13 Mai 2017**, devant le jury composé de :

Président :	Bassirou BA , Professeur titulaire, FST-UCAD
Rapporteurs :	Senghane MBODJI , Maître de Conférences, SATIC-UADB Mamadou WADE , Maître de Conférences, EPT Khaly TALL , Maître de Conférences, ESP-UCAD
Directeur de thèse :	Papa Alioune Sarr NDIAYE , Professeur titulaire, ESP - UCAD
Co-directeur de thèse :	Mamadou Lamine NDIAYE , Maître de Conférences, ESP- UCAD

Centre International de Formation et de Recherche en Energie Solaire –ESP–UCAD

Notre passion du savoir . . . notre outil de survie

(Carl Sagan)

Rien ne peut remplacer l'énergie. Tout l'édifice de la société moderne est bâti sur elle ... Elle n'est pas «un simple produit», mais la condition préalable de tous les produits, un facteur de base égale à l'air, l'eau et la terre.

(Ernst F. Schumacher)

Nous devrions nous servir des inépuisables sources d'énergie offertes par la Nature – le soleil, le vent, les marées. (. . .) Quelle source d'énergie!. Je mettrais mon argent dans le soleil et l'énergie solaire. J'espère que nous n'aurons pas à attendre que le pétrole et le charbon soient épuisés pour nous en apercevoir.

(Thomas Edison)

Dédicaces

À ma chère mère Fatou Lemrabott

À mon père Sidina Elhadj Sidi.

À mes oncles, Caleb Mohamed, Moustapha, Batti et
Hamada.

À mes tantes, Meintatt et Tatimetou.

À ma sœur Marieme

À mes frères, Hamada, Dah et Dr. Chighali.

À ma nièce Nicha.

À mon cousin Dr. Mohamed Lemrabott

À ma grande famille

À mon ami Ahmed Omar

À tous ceux qui m'aiment

Je vous dédie ce modeste travail.

Remerciements

Les travaux de cette thèse ont été effectués au sein du Centre International de Formation et de Recherches en Energie Solaire (CIFRES) de l'Ecole Supérieure Polytechnique (ESP) de l'Université CHEIKH ANTA DIOP (UCAD) de DAKAR.

Je tiens à remercier, en premier lieu, mon directeur de thèse M. Papa Alioune Sarr NDIAYE, Professeur titulaire à l'ESP et directeur du CIFRES, pour la confiance qu'il m'a accordé en me confiant ce sujet de thèse. Je le remercie également pour ses conseils avisés, ses orientations, ses critiques et surtout pour sa disponibilité. Qu'il trouve ici le témoignage de ma haute considération et de mon profond respect.

J'adresse mes remerciements les plus profonds à M. Mamadou Lamine NDIAYE, Maître de Conférences à l'ESP, par ailleurs mon co-directeur de thèse, pour m'avoir encadré tout au long de ces années. Son esprit très ouvert, ses critiques pertinentes, ses discussions et ses qualités de chercheur et d'encadreur ont permis de bien mener ses travaux de recherche. J'ai été très chanceux de travailler à ses côtés et d'apprendre de son expérience.

Je voudrais remercier sincèrement les membres de mon jury de thèse :

M. Bassirou BA, Professeur titulaire à la Faculté des Sciences et Techniques de l'UCAD qui m'a fait l'honneur de présider mon jury de thèse et pour l'intérêt qu'il a porté pour ce travail. Je lui en suis très reconnaissant.

M. Senghane MBODJI, Maître de Conférences à l'U.F.R Sciences Appliquées et Technologies de l'Information et de la Communication (SATIC) de l'Université Alioune DIOP de Bambey (UADB), M. Mamadou WADE, Maître de Conférences à l'Ecole Polytechnique de Thiès (EPT) et M. Khaly TALL, Maître de Conférences à l'ESP de l'UCAD qui ont accepté de rapporter ce manuscrit de thèse avec beaucoup de pertinence. Je les remercie pour les suggestions, contributions et corrections qui ils ont apporté à ce travail.

Toute ma gratitude à M. Menny EL BAH, Professeur à l'Université des Sciences, de Technologie et de Médecine (USTM) de Nouakchott et directeur de l'unité de recherche Energies Renouvelables. Je le remercie pour m'avoir encouragé à entreprendre cette thèse et surtout de me faire découvrir le domaine des énergies renouvelables Qu'il trouve ici le témoignage de ma haute considération et ma reconnaissance.

J'exprime également ma gratitude à M. Ababacar NDIAYE, Maître-assistant à l'Université Assane Seck de Ziguinchor et chercheur au CIFRES. Sa collaboration, son expérience dans le domaine du photovoltaïque, ses critiques et ses discussions scientifiques très rigoureuses ont été indispensables pour la réalisation de ce travail. Je le remercie également pour son encouragement et son soutien surtout dans les moments les plus difficiles.

Je remercie chaleureusement Mr. Jemal Brahim El Khalil le responsable technique de la centrale photovoltaïque Sheikh ZAED pour m'avoir donné l'accès à la centrale et à ses données.

Je remercie tous les membres du CIFRES pour l'environnement de travail favorable à ma progression. Je remercie particulièrement M. Vincent SAMBOU et M. Cheikh Mouhamed Fadel KEBE, Maîtres de Conférences à l'ESP et chercheurs au CIFRES. Je les remercie pour leurs conseils précieux et leurs encouragements.

Je tiens à remercier M. Abdoul Karim MBODJI pour sa collaboration dans ces travaux de thèse. Je le remercie également pour ses conseils et ses suggestions avisées dans la rédaction de ce manuscrit.

Un grand merci aux collègues Mamadou BOP, Mouhamadou Falilou NDIAYE, Omar CISSE, Amadou NDIAYE, Mamadou SYLLA, Mohamed AIDARA, Amy MBAYE et Ousmane WANE. J'associe à ses remerciement M. Cheikhou SY, enseignant à l'ESP, qui a corrigé mes articles en Anglais.

Toute ma gratitude à Bineta KAMARA et Bacary COLY de l'entreprise EOLSENEGAL. Je les remercie pour leur soutien et leurs encouragements.

Dans ces remerciements, je ne pourrais oublier mes ami(e)s Ahmed AMAR, Faissal BELEGROUNE, Youssouf AIDARA, Fredrich et Rama BAIER, Ahmed DAHANE, Baba ELHACEN, Mohamed Abadallahi AHMED SALEM et Mohamed CHEYBANI qui ont contribué à mon confort moral durant toutes ces années.

Je termine par là ou je devrais commencer. Je tiens à remercier toute ma famille, particulièrement mes chers parents, ma sœur et mes frères.

Merci pour tout.

Table des matières

Liste des figures	ix
Liste des tableaux	xii
Nomenclature	xiv
Introduction générale	1
1. L'énergie solaire photovoltaïque : généralités	5
1.1. Introduction	5
1.2. Le rayonnement solaire	6
1.2.1 Généralités sur le rayonnement solaire	6
1.2.2 Le spectre solaire	6
1.2.3 L'atmosphère et le rayonnement solaire	7
1.2.4 Composantes du rayonnement solaire dans l'atmosphère	8
1.2.5 Mesure du rayonnement solaire	9
1.2.5.1 Le pyréliomètre	9
1.2.5.2 Le pyranomètre	10
1.3. L'énergie solaire photovoltaïque	11
1.3.1 La cellule photovoltaïque	12
1.3.2 Modélisation mathématique d'une cellule	13
1.3.2.1 Modèle à deux diodes	13
1.3.2.2 Modèle à une diode	15
1.3.2.3 Modèle de la cellule idéale	15
1.3.3 Caractéristiques électriques d'une cellule PV	16
1.3.4 Modules et champs photovoltaïques	17
1.3.5 Les systèmes photovoltaïques	18
1.3.5.1 Les systèmes photovoltaïques autonomes	19
1.3.5.2 Les systèmes photovoltaïques hybrides	20

1.3.5.3	Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique	21
1.3.6	Les technologies photovoltaïques	22
1.3.6.1	Les modules en silicium cristallin	23
1.3.6.2	Les modules en couches minces	23
1.3.6.3	Les modules organiques	24
1.4.	Performances des modules et systèmes PV	24
1.4.1	Caractéristiques I-V et P-V d'un module PV	24
1.4.2	Paramètres de performances des modules PV	25
1.4.3	Paramètres de performances des systèmes PV	26
1.4.4	Conditions de référence et fonctionnement réel	27
1.4.5	Pertes de fonctionnement	28
1.5.	Conclusion	28
2.	Etat de l'art sur l'effet des paramètres environnementaux sur les performances des modules photovoltaïques	31
2.1.	Introduction	31
2.2.	Dépendance des performances d'un module photovoltaïque à l'éclairage	31
2.3.	Effet de la température sur les performances des modules PV	33
2.3.1	Effet de la température sur le courant de court-circuit et sur la tension de circuit ouvert	33
2.3.2	Effet de la température sur la puissance maximale de sortie	34
2.3.3	Effet de la température sur le rendement	34
2.3.4	Evaluation et prédiction de la température des cellules PV	34
2.3.5	Revue de littérature sur l'effet de la température	35
2.4.	Effet de la vitesse du vent	39
2.5.	Effet de la poussière et des impuretés	42
2.6.	Effet de l'humidité	50
2.7.	Effet d'autres paramètres : ombrage partiel	51
2.8.	Conséquences sur les performances à long terme et dégradation	53
2.8.1	Modes de dégradations et effet des paramètres climatiques	53
2.8.2	Evaluation de la dégradation	56
2.9.	Analyse exergétique	59
2.9.1	Concept de "l'exergie"	59
2.9.2	Analyse énergétique et analyse exergétique	60
2.9.3	Revue de littérature sur l'analyse exergétique des modules et systèmes PV	61
2.10.	Conclusion	63

3. Analyse des performances d'un module photovoltaïque dans un environnement sahélien	66
3.1. Introduction	66
3.2. Analyse des performances	66
3.2.1 Méthodologie	66
3.2.2 Analyse exergétique des performances d'un module PV	67
3.2.2.1 Estimation de la température de fonctionnement du module PV	67
3.2.2.2 Le taux exergétique électrique	68
3.2.2.3 Le taux exergetique du rayonnement solaire	68
3.2.2.4 Le taux des pertes exergétiques thermiques	68
3.2.2.5 Le rendement exergétique	69
3.2.2.6 Evaluation des pertes dues à l'accumulation de la poussière et au vieillissement du module PV	69
3.3. Description de la plateforme de mesure	70
3.3.1 Paramètres mesurés	71
3.3.2 Eléments et capteurs de la plateforme	71
3.3.2.1 Les modules photovoltaïques	72
3.3.2.2 Le capteur de l'éclairement	72
3.3.2.3 Le capteur de la température et d'humidité	73
3.3.2.4 Les capteurs de la température des modules	73
3.3.2.5 Le système d'acquisition	73
3.4. Résultats et discussion	74
3.5. Conclusion	79
4. Evaluation et analyse des performances d'un système PV raccordé au réseau	82
4.1. Introduction	82
4.2. Présentation de la centrale PV	83
4.2.1 Modules PV	84
4.2.2 Onduleurs et transformateurs	87
4.2.3 Système de suivi	90
4.3. Analyse de performance d'un système PV raccordé au réseau	91
4.3.1 Méthodologie de l'analyse	91
4.3.2 Indices de performances	92
4.3.2.1 Rendement surfacique	92
4.3.2.2 Rendement du système	92
4.3.2.3 Rendement de référence	92

4.3.2.4	Rendement de référence corrigé	93
4.3.2.5	Energie thermique perdue	93
4.3.2.6	Indice de performance DC	93
4.3.2.7	Facteur de capacité	93
4.3.3	Pertes de capture	94
4.3.3.1	Pertes de capture surfaciques	94
4.3.3.2	Pertes diverses de capture	94
4.3.3.3	Pertes thermiques de capture	94
4.3.4	Rendement énergétique du champ PV	95
4.4.	Données météorologiques du site	95
4.5.	Résultats de l'analyse des performances du champ PV connecté à l'onduleur 1 .	97
4.5.1	Indices de performances	97
4.5.2	Influence des paramètres météorologiques	103
4.6.	Comparaison des performances de deux sous-systèmes de la centrale	106
4.7.	Comparaison des performances de la centrale avec d'autres systèmes installés dans le monde	107
4.8.	Conclusion	110
	Conclusion générale et perspectives	112
	Bibliographie	114
	Annexe 1. Communications et publications	130
	Annexe 2. Variation journalière des paramètres météorologiques	131
	Annexe 3. Variation journalière du taux exergetique électrique et du taux des pertes exergetiques thermiques	133

Liste des figures

1.1	Densité spectrale de l'éclairement du rayonnement solaire direct	7
1.2	Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil	8
1.3	Composantes du rayonnement solaire après son passage à travers l'atmosphère [Badescu, 2008].	8
1.4	Schéma simplifié d'un pyréliomètre (a). Image du pyréliomètre avec un suiveur solaire MS-56 de EKO Instruments (b).	10
1.5	Pyranomètre sans cache (a) pyranomètre avec cache (b) [Ndiaye, 2013].	11
1.6	Schéma d'une cellule photovoltaïque typique en silicium	13
1.7	Circuit équivalent du modèle à deux diodes.	14
1.8	Circuit équivalent du modèle à une diode.	15
1.9	Circuit équivalent du modèle de la cellule idéale.	16
1.10	Caractéristique I-V d'une cellule PV avec les différents quadrants de fonctionnement.	16
1.11	Caractéristique d'un groupement en série (a) et d'un groupement en parallèle (b) de cellules PV identiques.	17
1.12	Vue en section d'un module photovoltaïque typique [Sharma et Chandel, 2013].	18
1.13	Schéma simplifié d'un système photovoltaïque autonome avec charges à courant continu (CC).	19
1.14	Schéma simplifié d'un système photovoltaïque autonome avec charges à courant alternatif (AC).	20
1.15	Schéma simplifié d'un système photovoltaïque hybride (photovoltaïque-éolien-groupe électrogène).	21
1.16	Le schéma simplifié d'un système photovoltaïque raccordé au réseau avec injection du surplus de production.	22
1.17	Le schéma simplifié d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique avec injection totale de l'énergie produite.	22
1.18	Courbes I-V et P-V d'un module photovoltaïque.	25
2.1	Influence de l'éclairement sur les courbes I-V et P-V [Ait Cheikh, 2007].	33

2.2	(a) Influence de la température sur la tension de circuit ouvert à éclairement constant de deux cellules photoélectriques et d'une cellule solaire. (b) Influence de la température sur le courant de court-circuit à éclairement constant d'une cellule solaire [Radziemska et Klugmann, 2002].	36
2.3	Caractéristiques I-V d'un module en sc-Si à des températures différentes, normalisées à $1000W/m^2$ [Van Dyk <i>et al.</i> , 2005].	37
2.4	Comparaison de la puissance de sortie de panneaux PV avec et sans pulvérisation d'eau avec une hauteur manométrique égale à 16 m [Abdolzadeh et Ameri, 2009].	38
2.5	Valeurs mesurées et simulées de $T_C - T_a$ en fonction de la vitesse du vent pour les modules amorphes VHF intégrés au bâtiment, les modules HIT et les modules amorphes VHF en montage avec support au sol tous opérant dans des conditions de circuit ouvert à un éclairement STC [Kurnik <i>et al.</i> , 2011]	41
2.6	Relation entre $T_C - T_a$ et la vitesse du vent (courbe rouge) pour un module PV en monocristallin [Rouholamini <i>et al.</i> , 2014].	42
2.7	La variation du rapport entre les puissances de sortie en fonction de la densité de dépôt de poussière dans le cas des particules de poussière de calcaire, de ciment et de carbone [El-Shobokshy et Hussein, 1993].	43
2.8	La réduction de la transmittance du verre en fonction de la densité de dépôt de poussière [Elminir <i>et al.</i> , 2006]	44
2.9	Rendement entre le module propre et celui poussiéreux pour 1 h dans le cas d'un dépôt de poussière égale à $1 g/m^2$ et dans l'éclairement égale à $800 W/m^2$ [Kaldellis et Kapsali, 2011]	45
2.10	Courbes I-V des deux modules PV dans les conditions propres et poussiéreux (une année d'exposition) (a) module monocristallin (b) module polycristallin [Ndiaye <i>et al.</i> , 2013b].	47
2.11	La puissance de sortie du module refroidi et nettoyé contre celle du module non nettoyé non refroidi pour les mesures d'une journée [Elnozahy <i>et al.</i> , 2015].	49
2.12	Courbe I-V du module PV pour différentes épaisseurs de la couche de poussière [Klugmann-Radziemska, 2015].	50
2.13	Boîte à moustaches de la dégradation de la puissance maximale de sortie après le test d'exposition en chambre humide [Tan <i>et al.</i> , 2010]	51
2.14	Mise en série de cellules PV dans le module avec les deux diodes by-pass [Notton <i>et al.</i> , 2009].	52
2.15	Courbes puissance-tension (P-V) d'un module PV dans les conditions ombragé avec et sans diode by-pass [Bidram <i>et al.</i> , 2012].	53

2.16	Modules PV atteints par la délamination (a), la décoloration (b), la corrosion (c) et les bulles (d) [Ndiaye <i>et al.</i> , 2013a].	56
3.1	Les étapes de l'approche méthodologique.	67
3.2	La plateforme de mesure du CIFRES.	71
3.3	Variation journalière de l'éclairement et de la température pour la journée type du mois d'avril 2012.	74
3.4	Variation journalière du taux exergetique électrique (bleu) et du taux des pertes exergetiques thermiques (rouge) pour la journée type du mois d'avril 2012.	75
3.5	Taux des pertes exergetiques thermiques en fonction de la différence des températures ($T_C - T_a$).	76
3.6	Variation annuelle des rendements exergetique minimal, maximal et moyen par rapport au rendement dans les conditions STC.	77
4.1	Vue aérienne de la centrale PV Sheikh Zaed.	83
4.2	Structure des modules utilisés dans la centrale : modules en a-Si (a) et modules en a-Si/ μ a-Si.	85
4.3	Schéma simplifié de la centrale PV Sheikh Zaed.	88
4.4	Schéma de principe du système de contrôle et de suivi de la centrale PV	91
4.5	Variation mensuelle de l'ensoleillement moyen journalier.	96
4.6	Variation mensuelle de la température moyenne journalière des modules.	96
4.7	Variation mensuelle de la vitesse du vent moyenne journalière.	97
4.8	Variation mensuelle de l'énergie produite moyenne journalière du champ PV 1.	98
4.9	Variation mensuelle du rendement surfacique moyen journalier, le rendement de référence et du rendement du système.	99
4.10	Variation mensuelle de la moyenne journalière des pertes de capture, des pertes diverses de capture et les pertes thermiques de capture.	100
4.11	Variation mensuelle de l'énergie thermique moyenne journalière perdue (E_{therm}) et la température moyenne journalière des modules PV (T_C).	101
4.12	Variation mensuelle de l'indice de performance DC moyen journalier.	102
4.13	Variation mensuelle du facteur de capacité moyen journalier.	102
4.14	Variation du rendement du champ PV pour une journée type de Novembre 2014.	103
4.15	Variation du rendement du champ PV en fonction de la température des modules	104
4.16	Puissance de sortie du champ PV en fonction de l'éclairement.	105
4.17	Tension de sortie du champ PV en fonction de la température des modules PV.	105

Liste des tableaux

1.1	Rendement des modules PV selon la technologie [Green <i>et al.</i> , 2015]	23
1.2	Les conditions de test des modules photovoltaïques.	27
2.1	Les coefficients empiriques a et b utilisés pour prédire la température de la surface arrière du module [King <i>et al.</i> , 2004]	40
2.2	Les coefficients U_0 et U_1 selon la technologie [Schwingshackl <i>et al.</i> , 2013]. . .	40
2.3	Energie et exergie.	60
3.1	Caractéristiques techniques des Modules photovoltaïques (STC).	72
3.2	Caractéristiques techniques du pyranomètre.	72
3.3	Caractéristiques techniques du capteur hygro-thermomètre.	73
3.4	Caractéristiques techniques des thermocouples.	73
3.5	Caractéristiques techniques de la centrale d'acquisition.	74
3.6	Rendements exergetiques calculés pour les éclairagements de 500 et 900 W/m^2 . .	78
3.7	Valeurs mensuelles du rapport R_{p-d}	78
4.1	Caractéristiques de la centrale PV Sheikh Zaed.	84
4.2	Caractéristiques techniques des modules PV dans les conditions standard de test (STC)	86
4.3	Répartition des onduleurs, transformateurs et modules sur les chambres de la centrale PV.	89
4.4	Caractéristiques techniques des onduleurs de la centrale.	90
4.5	Caractéristiques techniques des transformateurs de la centrale.	90
4.6	Paramètres de performances du sous-système 1 sur la période de suivi.	103
4.7	Indices de performance des sous-systèmes 1 et 17 au cours de la période de suivi du 1 ^{er} Octobre 2014 jusqu'au 31 Août 2015.	106
4.8	Les paramètres de performances de quelques systèmes PV installés dans le monde.	109

Nomenclature

a	Coefficient empirique qui dépendent du type du montage des modules	(-)
AOD	Profondeur optique d'aérosols	(-)
a_1	Facteur d'idéalité de la diode (D1)	(-)
a_2	Facteur d'idéalité de la diode (D2)	(-)
b	Coefficient empirique qui dépendent du type du montage des modules	(m/s)
CF	Facteur de Capacité	(%)
DR	Taux de dégradation	(%/an)
E_{AC}	Production d'énergie depuis l'onduleur	(MWh)
E_{PV}	Production d'énergie depuis le champ photovoltaïque	(MWh)
E_{therm}	Energie thermique perdue	(kWh)
$ExCF$	Facteur de capacité exergetique	(%)
Ex_{ele}	Taux exergetique électrique	(W)
\dot{Ex}_{ele}	Exergie électrique réelle mesurée	(Wh)
Ex_{losses}	Taux des pertes exergetiques thermiques	(W)
\dot{Ex}_{Ost}	Exergie électrique prédite par le modèle d'Osterwald	(Wh)
Ex_{PV}	Taux exergetique de sortie du module PV	(W)
$Ex_{radiation}$	Taux exergetique du rayonnement solaire	(W)
FF	Facteur de forme	(-)
G	Eclairement	(W/m^2)
DG	Dégradation globale	(-)
G_d	Rayonnement diffus	(W/m^2)
G_{dr}	Rayonnement solaire direct	(W/m^2)
G_n	Rayonnement direct en incidence normale	(W/m^2)
H	Ensoleillement	($kWh/m^2/j$)
h_{ec}	Coefficient d'échange de chaleur convective entre l'environnement et le module	($W.m^{-2}.K^{-1}$)

I_{01}	Courant de saturation inverse de la diode (D1)	(A)
I_{02}	Courant de saturation inverse de la diode (D2)	(A)
I_{cc}	Courant de court-circuit	(A)
I_L	Photocourant	(A)
I_{pm}	Courant nominal	(A)
L_c	Pertes de capture surfaciques	(h/j)
L_{cm}	Pertes diverses de capture	(h/j)
L_{tc}	Pertes thermiques de capture	(h/j)
N_p	Nombre de cellules en parallèle	(-)
N_s	Nombre de cellules en série	(-)
P_m	Puissance maximale	(W)
P_{nom}	Puissance nominale	(W)
P_{PV}	Puissance de sortie du champ photovoltaïque	(W)
PR	Indice de performance	(%)
Q	Quantité de chaleur	(W)
R_p	Résistance shunt	(Ω)
R_{p-d}	Rapport entre l'exergie électrique réelle mesurée et l'exergie électrique prédite	(-)
R_s	Résistance série	(Ω)
T_0	Température ambiante dans les conditions standard de test	($^{\circ}C, K$)
T_a	Température ambiante	($^{\circ}C, K$)
T_C	Température de la cellule	($^{\circ}C, K$)
T_m	Température du module	($^{\circ}C, K$)
U_0	Coefficient décrivant l'effet du rayonnement sur la température du module	($W/^{\circ}Cm^2$)
U_1	Coefficient qui décrit l'effet du refroidissement par le vent	($W/^{\circ}Cm^3$)
V_{co}	Tension de circuit ouvert	(V)
V_{pm}	Tension nominale	(V)
v_w	Vitesse du vent	(m/s)
Y_A	Rendement surfacique	(h/j)
Y_{CR}	Rendement de référence corrigé	(h/j)
Y_R	Rendement de référence	(h/j)
Y_S	Rendement du système	(h/j)

Lettres grecques

α	Coefficient de température du courant	(%/°C, A/°C)
α'	Absorbance du module	(-)
β	Coefficient de température de la tension	(%/°C, V/°C)
β_{STC}	Coefficient de température du rendement	(°C ⁻¹)
γ	Coefficient de température de la puissance	(%/°C, W/°C)
δ	Coefficient sans dimension spécifique à la technologie photovoltaïque	(-)
ΔM	Densité de dépôt de poussière	(g/m ²).
ε_{PV}	Rendement exergétique	(%)
η	Rendement du module	(%)
η_0	Rendement dans les conditions propres	(%)
η_p	Rendement en présence de poussière	(%)
θ_z	angle zénithal	(°)
τ	Transmittance du module	(m ² .g ⁻¹)
χ	Paramètre dépendant de la nature de la poussière	(m ² .g ⁻¹)

Abréviations

AC	Courant alternatif
a-Si	Silicium amorphe
a-Si\μa-Si	Silicium micro-amorphe
BIPV	modules photovoltaïque intégrés au bâtiment
CC	Courant continue
CdTe	Tellure de cadmium
CIFRES	Centre international de formation et de recherche en énergie solaire
CIGS	Cuivre, indium, sélénium et gallium
CIS	Cuivre, indium et sélénium
COSMO	<i>Numerical Weather Prediction Model</i>
CSP	Solaire thermique à concentration
GES	Gaz à Effet de Serre
HIT	Modules à hétérojonction en couche mince
HR	Humidité relative
I-V	Courant-Tension
LID	<i>Light Induced Degradation</i>
mc-Si	Silicium polycristallin
NOC	Conditions nominales de fonctionnement

Ost	Osterwald
PID	<i>Potential Induced Degradation</i>
PV	Photovoltaïque
PV/T	Photovoltaïque thermique
sc-Si	Silicium monocristallin
SNL	<i>Sandia National Laboratory</i>
SOC	Conditions standard de fonctionnement
STC	Conditions de test standard
VHF	<i>Very high frequency</i>

Introduction générale

Introduction générale

Le monde est entrain d'évoluer et avec lui la population et aussi les besoins alimentaires, énergétiques et industriels. La demande énergétique mondiale augmente avec un taux annuel de 1,1 % [Scenario *et al.*, 2015]. L'accès à l'énergie est reconnu comme une priorité pour la croissance économique. Le secteur de la production de l'énergie électrique est particulièrement important dans cette croissance. L'agence internationale de l'énergie (*International Energy Agency*) a estimé que 19 % de la population mondiale (1,3 milliard de personnes), n'a pas accès à l'électricité en 2010. La problématique de l'accès à l'énergie électrique est accentuée en Afrique. Bien qu'elle dispose de grandes ressources naturelles, l'Afrique compte près de 57 % de sa population sans accès à l'électricité [OECD, 2012]. L'Afrique a donc besoin d'accroître sensiblement son approvisionnement en électricité pour améliorer l'accès de l'énergie pour sa population croissante et fournir l'énergie nécessaire à sa croissance économique. Pour atteindre ce but, il est nécessaire d'accroître l'investissement dans les infrastructures de production d'électricité.

Le climat de la terre est entrain de changer en raison des activités humaines, en particulier de l'utilisation de l'énergie fossile. La production de l'énergie par le biais des ressources fossiles est une source de dégradation continue de l'environnement. Les gaz à effet de serre favorisent le maintien d'une quantité de l'énergie solaire dans l'atmosphère provoquant l'augmentation de la température de la terre. L'exploitation massive des ressources fossiles comme les combustibles fossiles, le charbon ou le gaz naturel est une cause principale de l'augmentation des concentrations atmosphériques en gaz à effet de serre (GES), qui tendent à réchauffer l'atmosphère [Sims, 2004]. L'utilisation des ressources fossiles dans le transport, la production de la chaleur ou l'électricité dégagent beaucoup de CO_2 néfaste à l'environnement.

En prenant en compte le contexte de la réduction d'émission de gaz à effet de serre et la pénurie prévisible de certaines sources d'énergie fossiles, l'utilisation de sources d'énergies renouvelables est une alternative et commence à se répandre. Ainsi, les sources d'énergies renouvelables sont de plus en plus utilisées pour contribuer à la sécurité énergétique et à la préservation de l'environnement [Pazheri *et al.*, 2014]. La contribution supplémentaire des sources renouvelables aux sources conventionnelles aidera à répondre aux demandes croissantes

d'électricité dans le monde et à réduire les émissions des gaz à effet de serre.

L'énergie solaire photovoltaïque a prouvé être l'une des sources les plus prometteuses parmi les énergies renouvelables. En effet, le solaire photovoltaïque (PV) est une technologie propre, présente partout dans le monde et son coût est de plus en plus compétitif. L'énergie solaire PV connaît une grande émergence dans le monde. En 2014, la capacité installée était de 38,7 GW [IEA, 2015]. Particulièrement, dans notre sous-région, plusieurs centrales solaires PV ont été installées notamment celles de Bokhol au Sénégal (20 MW) et Nouakchott en Mauritanie (15 MW).

La rentabilité des systèmes PV autonomes et raccordés au réseau dépend de la disponibilité de la source solaire (ensoleillement), des performances et de la durée de vie des composants du système (modules PV, onduleurs, batteries etc.). Les modules PV représentent la source génératrice de l'électricité, ils convertissent l'énergie des photons en énergie électrique. Les performances des modules PV dans le court terme et long terme sont d'une grande importance pour les concepteurs des systèmes PV. Par conséquent, une bonne optimisation de la configuration utilisée pour les systèmes PV tiendra compte de la disponibilité et des performances pour garantir la fiabilité et la durabilité de ces systèmes. Les modules PV sont caractérisés par leurs fabricants dans les conditions dites de référence, généralement celles des conditions standards de test (STC). Ces conditions sont très rarement observées dans un environnement réel. Selon la saison et le climat, l'éclairement, la température, les aérosols, la vitesse du vent sont très variables. Le fonctionnement des modules PV dépend principalement de leur technologie et du site d'implantation.

Une fois installés sur site, les modules PV fonctionnent dans des conditions climatiques qui diffèrent d'un lieu à l'autre. Cette variation des paramètres environnementaux a une grande influence sur les performances des modules PV. Ce comportement des modules PV vis-à-vis des conditions réelles de fonctionnement constitue le thème de notre étude.

L'objectif principal de cette thèse est d'examiner l'effet de la variation des paramètres environnementaux sur les performances des modules PV et d'évaluer leur productibilité et les pertes de conversion relatives à leur fonctionnement dans les conditions sahéliennes.

Cet objectif principal se décline en 4 questions :

1. Quels sont les paramètres environnementaux les plus influents sur les performances des systèmes PV ?
2. Quels sont les effets de ces paramètres sur les modules PV ?
3. Comment évaluer les pertes engendrées par ces paramètres ?
4. Quelles sont les influences de ces paramètres sur le fonctionnement du système PV dans

le court terme (production, rendement), dans le moyen terme (fiabilité) et dans le long terme (dégradation, durée de vie) ?

Ce manuscrit de thèse se subdivise en 4 chapitres :

Le chapitre 1 présente, dans un premier temps, les concepts de l'énergie solaire photovoltaïque, les différents types de systèmes photovoltaïques et les principales technologies PV utilisées. La dernière partie du chapitre présente le fonctionnement dans les conditions réelles et dans les conditions de référence des modules PV.

Le chapitre 2, présente un état de l'art sur l'influence des paramètres environnementaux sur les performances des systèmes PV. Il porte sur les paramètres qui influencent les performances à court terme et ceux qui causent la dégradation des performances de modules PV dans le long terme. Il s'agit de paramètres tels que la température, la poussière, le vent, l'humidité et l'irradiation ultraviolette.

Le chapitre 3 est consacré à l'analyse des performances d'un module PV monocristallin dans les conditions réelles de fonctionnement (site de Dakar). La plateforme utilisée dans cette étude est installée au centre international de formation et de recherche en énergie solaire (CIFRES) de l'Ecole Supérieure Polytechnique (ESP) de Dakar. Dans ce chapitre, les effets de l'éclairement, de la température, de l'accumulation de la poussière et du vieillissement sur les performances du module PV sont analysés.

Le chapitre 4 est dédié à l'évaluation et à l'analyse des performances d'un système PV raccordé au réseau. Il s'agit d'évaluer les performances de la centrale Sheikh Zaed de Nouakchott (Mauritanie). Les performances de la centrale sont étudiées à travers les paramètres de performances tels que le rendement surfacique, le rendement du système, l'indice de performance, les différentes pertes de capture et le rendement énergétique du champ PV.

Le manuscrit est clôturé par une conclusion générale qui présente le bilan des différentes études et réalisations et des perspectives du travail.

Chapitre 1 :
L'énergie solaire photovoltaïque :
généralités

Chapitre 1

L'énergie solaire photovoltaïque : généralités

1.1 Introduction

Les énergies renouvelables représentent une bonne alternative aux énergies fossiles qui sont épuisables et sources de dégradation de l'environnement. Parmi ces énergies, le solaire photovoltaïque connaît un fort développement dans le monde en général et dans notre région en particulier. Les paramètres météorologiques influencent grandement la production et les performances des systèmes photovoltaïques. Notre étude consiste à mettre en exergue la dépendance des performances des systèmes photovoltaïques aux paramètres environnementaux et les pertes de production engendrées par leur fonctionnement dans les conditions climatiques spécifiques du site.

Ce chapitre introductif est consacré à la description de l'énergie solaire photovoltaïque. Dans un premier temps, les concepts de l'énergie solaire photovoltaïque, les différents types de systèmes photovoltaïques et les technologies utilisées dans la filière sont présentés. Les paramètres de performances d'un module et d'un système PV sont définies. Dans un dernier temps, la différence entre les conditions de référence et le fonctionnement réel d'un module PV est présentée.

1.2 Le rayonnement solaire

1.2.1 Généralités sur le rayonnement solaire

Le soleil est la source de la plupart des autres énergies renouvelables (comme le vent, l'énergie hydroélectrique, les biocarburants, etc. [Kaltschmitt *et al.*, 2007]). Il est une source gratuite inépuisable et propre. En fait, l'énergie solaire reçue sur la surface de la terre en une heure est égale à la somme d'environ la totalité des besoins énergétiques annuels du globe. Le soleil peut être assimilé à un corps noir qui émet un éclairement de 1366 W/m^2 (constante solaire) vers l'atmosphère [Chen, 2011]. Toutefois, le rayonnement solaire variant sur de courtes ou de longues périodes, cette constante solaire varie dans le temps. La distance de la Terre au Soleil est d'environ 150 millions de kilomètres et la vitesse de la lumière est de $300\,000 \text{ km/s}$; le rayonnement solaire met environ 8 minutes pour atteindre la surface terrestre. Le rayonnement solaire est un déplacement de petits corps porteurs d'énergie (photons) dont l'énergie dépend de la longueur d'onde, comme l'a décrit Einstein en 1905. Cette fameuse relation est donnée par l'équation 1.2.1.

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (1.2.1)$$

Où

h : la constante de Planck,

c : la vitesse de la lumière,

λ : la longueur d'onde du photon.

1.2.2 Le spectre solaire

L'énergie émise par le soleil nous parvient sous forme de rayonnements électromagnétiques et l'ensemble de ces rayonnements représente le rayonnement solaire. Le rayonnement solaire couvre un domaine très étendu de longueurs d'onde (λ) qu'on appelle spectre solaire, allant des ondes radio jusqu'aux rayons X. On distingue en général le spectre continu, qui est sensiblement celui d'un corps noir à environ $5800 \text{ }^\circ\text{C}$ et le spectre réel d'émission du soleil [Radbeh, 2008], représenté par la figure 1.1. Ce dernier comporte trois parties principales : l'ultraviolet (UV) (λ de $0 - 0,4 \mu\text{m}$), le visible (λ de $0,4 - 0,75 \mu\text{m}$) et l'infrarouge (λ de $0,75 - 24 \mu\text{m}$) [Ould Bilal, 2012].

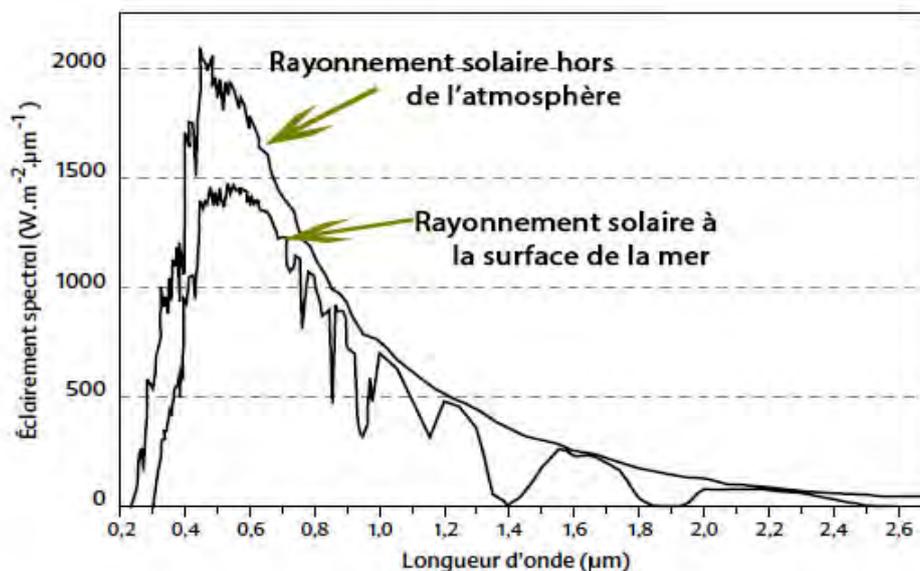


FIGURE 1.1 – Densité spectrale de l'éclairement du rayonnement solaire direct [Bessemoulin et Oliviéri, 2000].

1.2.3 L'atmosphère et le rayonnement solaire

Lorsque le flux de rayonnement solaire traverse l'atmosphère de la terre, sa distribution spectrale est modifiée par les processus d'absorption et de diffusion. Lors de la traversée de l'atmosphère, le flux de rayonnement solaire subit une diminution, du fait de son absorption partielle par les gaz atmosphériques et la vapeur d'eau. Ainsi, le flux reçu sur la Terre est inférieur au flux au sommet de l'atmosphère de l'épaisseur d'atmosphère traversée. En moyenne, seul 48% du rayonnement incident parvient au sol, l'atmosphère et les nuages retenant l'autre moitié soit par réflexion ou par absorption [Dambreville, 2014]. La notion du nombre de masse d'air (*airmass* AM) est utilisé pour caractériser le spectre solaire à travers l'atmosphère. Ce coefficient définit le chemin optique direct traversé par le rayonnement à travers l'atmosphère terrestre.

Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m^2 du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration θ_z est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente (figure 1.2). Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de 48° avoisine les 833 W/m^2 (AM1.5) [Ndiaye, 2013]. Cette dernière condition (AM1.5), est particulièrement importante, parce que la norme internationale pour caractériser les modules solaires (conditions standards de test) correspond à un éclairement de 1000 W/m^2 pour une traversée d'atmosphère AM 1.5.

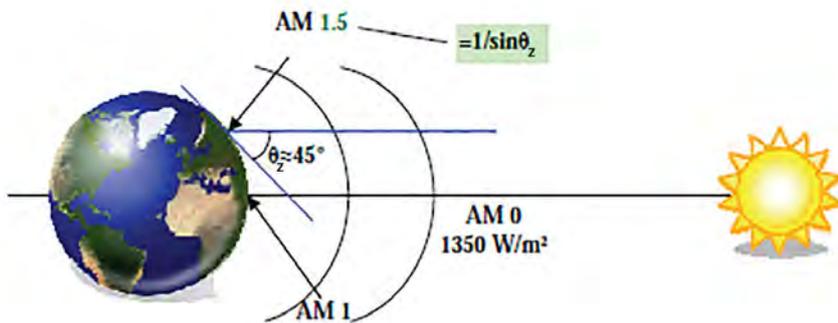


FIGURE 1.2 – Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil [Petibon, 2009].

1.2.4 Composantes du rayonnement solaire dans l'atmosphère

Par suite de son passage à travers l'atmosphère, le rayonnement solaire est dispersé dans toutes les directions, absorbé ou réfléchi, par les gaz atmosphériques, les aérosols, la couverture nuageuse, etc. La figure 1.3 illustre ce phénomène. Le rayonnement solaire total reçu par une surface inclinée (non horizontale) est une combinaison des rayonnements direct, diffus et un rayonnement additionnel qui est réfléchi par le sol [Badescu, 2008].

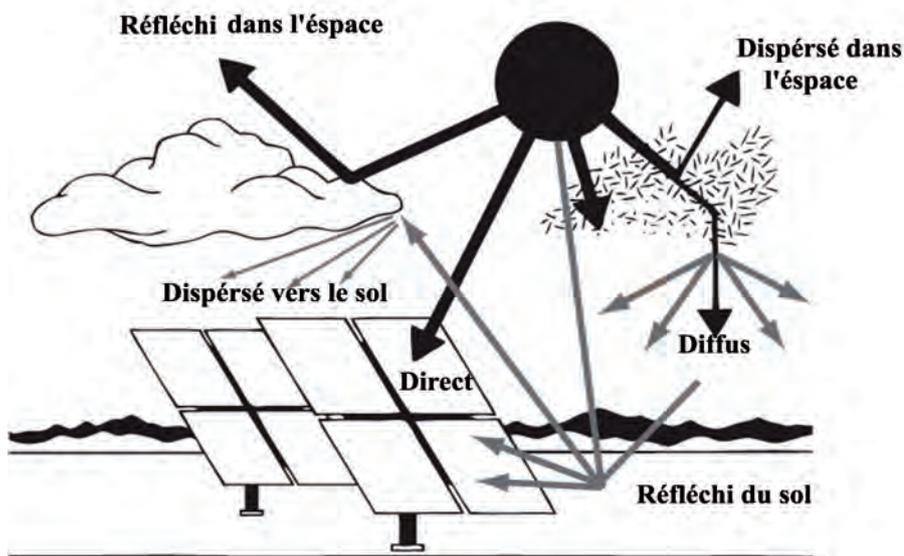


FIGURE 1.3 – Composantes du rayonnement solaire après son passage à travers l'atmosphère [Badescu, 2008].

En raison de son passage à travers l'atmosphère, le rayonnement solaire est séparé en différentes composantes [Paulescu *et al.*, 2012] :

- le rayonnement solaire direct (G_{dir}) : c'est le rayonnement solaire atteignant directement la terre depuis le soleil ;
- le rayonnement direct en incidence normale (G_n) : c'est le rayonnement direct incident sur une surface plane horizontale. L'intensité de ce rayonnement (éclairage mesuré en W/m^2) est donnée par l'équation 1.2.2. L'éclairage est proportionnel au cosinus de l'angle zénithal (θ_z) ;

$$G_n = G_{dir} \cos(\theta_z) \quad (1.2.2)$$

- le rayonnement diffus (G_d) : c'est l'ensemble des rayonnements incidents sur le plan horizontal à l'exception du rayonnement direct normal ;
- le rayonnement global (G) : c'est la somme du rayonnement direct normal et le rayonnement diffus. L'éclairage global sur un plan horizontal est donné par l'équation 1.2.3.

$$G_n = G_{dir} \cos(\theta_z) + G_d \quad (1.2.3)$$

Il est à noter que l'irradiation solaire est la quantité d'énergie solaire reçue par un plan pendant un intervalle de temps ($\Delta t = t_2 - t_1$). Elle s'exprime en Wattheures par mètre carré (Wh/m^2). L'irradiation solaire est obtenue en sommant l'éclairage sur l'intervalle Δt (equation 1.2.4).

$$H = \int_{t_1}^{t_2} G(t) dt \quad (1.2.4)$$

L'ensoleillement représente l'irradiation solaire sur une période d'une journée, exprimé en Wattheures par mètre carré par jour ($Wh/m^2/j$).

1.2.5 Mesure du rayonnement solaire

Chacune des composantes du rayonnement solaire définies dans le paragraphe précédent sont mesurées avec un dispositif spécifique ; par exemple, le pyréliomètre qui mesure la densité de l'éclairage direct et le pyranomètre qui mesure l'éclairage global et le diffus. Dans ce qui suit on présentera les différents instruments de mesures du rayonnement solaire.

1.2.5.1 Le pyréliomètre

C'est un instrument qui mesure la composante direct en incidence normale de l'éclairage solaire. Le rayonnement solaire pénètre dans l'appareil à travers une fenêtre et est dirigé sur une thermopile qui convertit la chaleur en un signal électrique qui peut être enregistré. L'instrument

reste en permanence pointé vers le soleil, un mécanisme de suivi à deux axes du soleil est souvent utilisé pour cette fin. L'angle d'ouverture du pyréliomètre est de 5° . Par conséquent, le rayonnement diffus reste exclu. La figure 1.4 illustre le schéma simplifié et la photo d'un pyréliomètre.

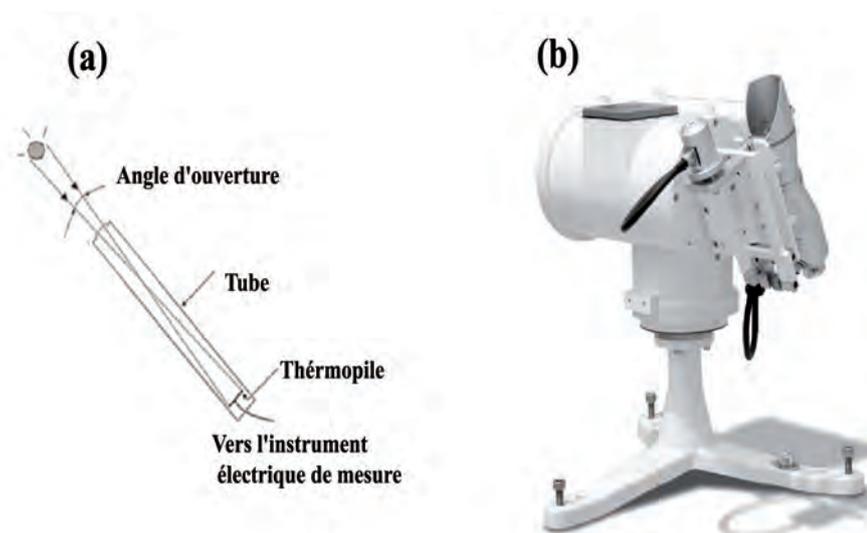


FIGURE 1.4 – Schéma simplifié d'un pyréliomètre (a). Image du pyréliomètre avec un suiveur solaire MS-56 de EKO Instruments (b).

1.2.5.2 Le pyranomètre

C'est un instrument qui permet de mesurer l'éclairement global sur une surface plane horizontale. Le pyranomètre couvre tous les rayonnements solaires directs et diffus. Il peut être utilisé pour mesurer l'éclairement diffus à condition que la contribution du rayonnement direct soit éliminée. A cette fin, un petit disque d'ombrage (cache) monté sur un support est utilisé pour s'assurer que le capteur reste continuellement ombragé. La figure 1.5 illustre les images des pyranomètres sans cache et avec cache.

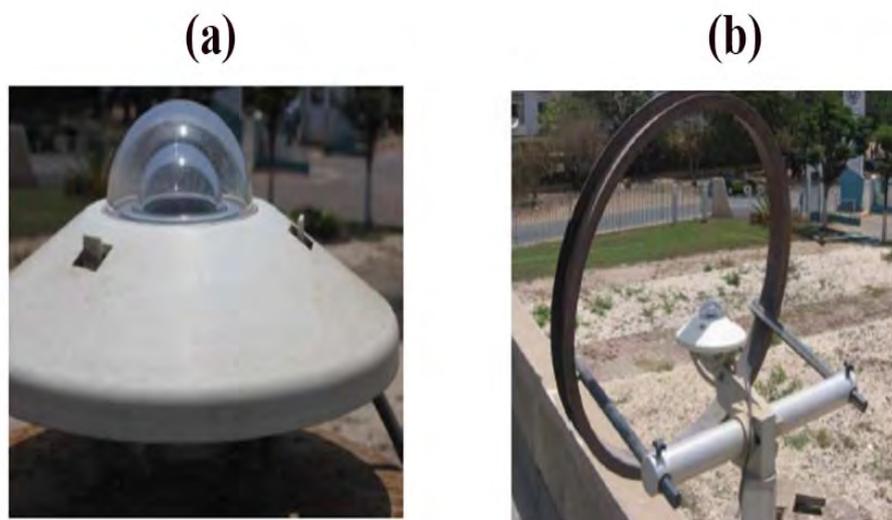


FIGURE 1.5 – Pyranomètre sans cache (a) pyranomètre avec cache (b) [Ndiaye, 2013].

1.3 L'énergie solaire photovoltaïque

Le rayonnement solaire est la ressource la plus importante, car elle impacte tous les processus environnementaux agissant sur la surface de la terre. Le soleil fournit à la terre une énorme quantité d'énergie. L'énergie du rayonnement solaire est utilisée sous deux formes : la production de chaleur et la production d'électricité via les cellules photovoltaïques et la concentration thermodynamique [Mayer *et al.*, 2014]. Les principaux axes d'utilisation de l'énergie solaire sont :

- le solaire thermique : il utilise des capteurs qui transforment les rayonnements solaires en énergie thermique et les récupèrent principalement pour chauffer un gaz ou un liquide (air, eau etc.) ;
- le solaire à concentration thermodynamique (*Solar Concentrated Power (SCP)*) : il utilise des miroirs qui concentrent l'énergie solaire vers un tube contenant un fluide caloporteur qui chauffe jusqu'à une température pouvant atteindre 250 °C à 1000 °C. La chaleur obtenue est transférée à un circuit de fluide caloporteur, la vapeur alors produite actionne une turbine couplée à un alternateur qui produit de l'électricité [Grange, 2012]. Jusqu'en fin 2013, la capacité globale installée dans le monde était de 4GW [Philibert, 2013] ;
- le solaire photovoltaïque (PV) : la lumière solaire (photons) transmet son énergie aux électrons contenus dans la cellule photovoltaïque capable de convertir le rayonnement

solaire en électricité. Les électrons sont alors mis en mouvement, produisant ainsi un courant électrique. Jusqu'en fin 2014, la capacité globale installée dans le monde était de 177 GW [IEA, 2015]. Ce type d'énergie solaire sera développé dans les sections suivantes ;

- le solaire photovoltaïque thermique (photovoltaic thermal PV/T) : les modules PV/T sont construits par la combinaison de cellules photovoltaïques hybridées avec un collecteur thermique solaire formant un dispositif qui convertit le rayonnement solaire en électricité et en chaleur simultanément [Hasan et Sumathy, 2010]. Ce type de système est souvent intégré au bâtiment pour disposer de l'eau chaude en plus de l'électricité.

1.3.1 La cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques constituent les éléments primaires des systèmes photovoltaïques, qui permettent la conversion du rayonnement solaire en électricité. Les cellules photovoltaïques sont composées de semi-conducteurs qui permettent de transformer directement l'énergie des rayonnements solaires en énergie électrique. L'énergie solaire photovoltaïque est l'une des énergies renouvelables les plus prometteuses, elle est souvent considérée comme la technologie du futur. Au cours de ces 60 dernières années, la notion de système photovoltaïque a évolué de quelques milliwatts (première cellule photovoltaïque de silicium du Laboratoire de Bell) à plusieurs mégawatts (centrales électriques contemporaines) [Luque et Hegedus, 2011]. En effet, le photovoltaïque (PV) a connu une hausse mondiale considérable, seulement en 2014 une capacité de 38,7 GW a été installée [IEA, 2015].

L'effet photoélectrique est un phénomène physique propre à certains matériaux qui produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière. La conversion photovoltaïque est définie comme la transformation de l'énergie des photons solaires en énergie électrique à travers l'effet photoélectrique. Cette conversion est assurée par les cellules photovoltaïques. Une cellule photovoltaïque typique en silicium est un dispositif comprenant plusieurs couches : une grille conductrice sur la surface supérieure, un revêtement antireflet, une couche fine de type N, une couche dopée P (jonction P-N) et une électrode dans la surface arrière de la cellule. La figure 1.6 illustre la structure physique d'une cellule PV [Goetzberger *et al.*, 2003]. Dans la cellule solaire, la séparation des porteurs de charges se fait grâce à la jonction P-N. Ces deux zones P et N forment respectivement la base et l'émetteur de la cellule. La juxtaposition de ces deux zones forme un champ électrique, qui repousse les électrons vers la zone N et les trous vers la zone P. Les charges sont ensuite collectées par les contacts métalliques sur les faces avant et arrière de la cellule. Un courant est ainsi généré par la cellule [Grau, 2012].

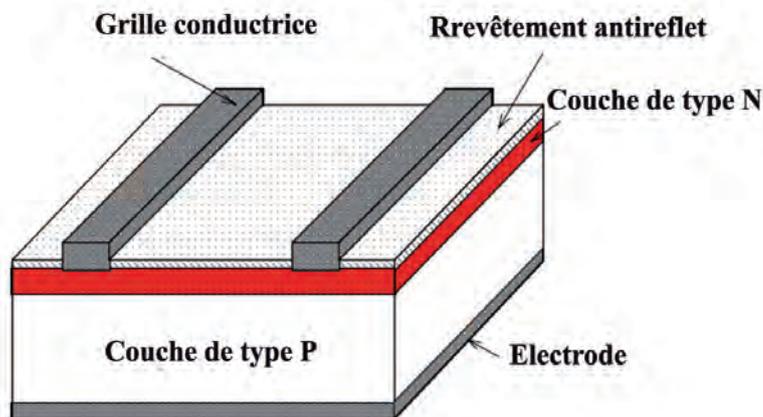


FIGURE 1.6 – Schéma d'une cellule photovoltaïque typique en silicium [Goetzberger *et al.*, 2003].

1.3.2 Modélisation mathématique d'une cellule

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles pour décrire le comportement électrique d'une cellule photovoltaïque. Ces modèles sont basés sur la relation courant-tension provenant du circuit électrique équivalent de la cellule PV. Les paragraphes suivants présentent les modèles les plus utilisés.

1.3.2.1 Modèle à deux diodes

Le modèle généralement utilisé pour simuler le comportement des cellules PV est celui à deux diodes. Ce modèle est complexe mais offre une meilleure précision [Xiao *et al.*, 2004]. Le circuit équivalent de la cellule est donné par la figure 1.7. Dans ce modèle la diode D1 modélise les pertes du courant photoélectrique ; tandis que la diode D2 modélise les pertes de recombinaison dans la région de déplétion de la cellule. Les résistances R_p et R_s modélisent les pertes résistives dans la cellule [Ishaque *et al.*, 2011]. Le circuit électrique équivalent de la cellule permet d'écrire l'expression du courant (I) (équation 1.3.1).

$$I = I_L - I_{D1} - I_{D2} - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right) \quad (1.3.1)$$

où :

le courant I_{D1} est donné par l'équation 1.3.2 ;

$$I_{D1} = I_{01} \left(\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{a_1 k T_C} \right) - 1 \right) \quad (1.3.2)$$

le courant I_{D2} est donné par l'équation 1.3.3.

$$I_{D2} = I_{02} \left(\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{a_2 k T_C} \right) - 1 \right) \quad (1.3.3)$$

Avec :

I_{01} : courant de saturation inverse de la diode (D1),

I_{02} : courant de saturation inverse de la diode (D2),

I_L : photocourant,

a_1 et a_2 : facteurs d'idéalité des diodes (D1) et (D2) respectivement,

R_p : résistance shunt,

R_s : résistance série,

$k = 1.381 \times 10^{-23} (J/K)$: la constante de Boltzmann,

$q = 1.602 \times 10^{-19} (C)$: charge élémentaire,

T_C : température de la cellule.

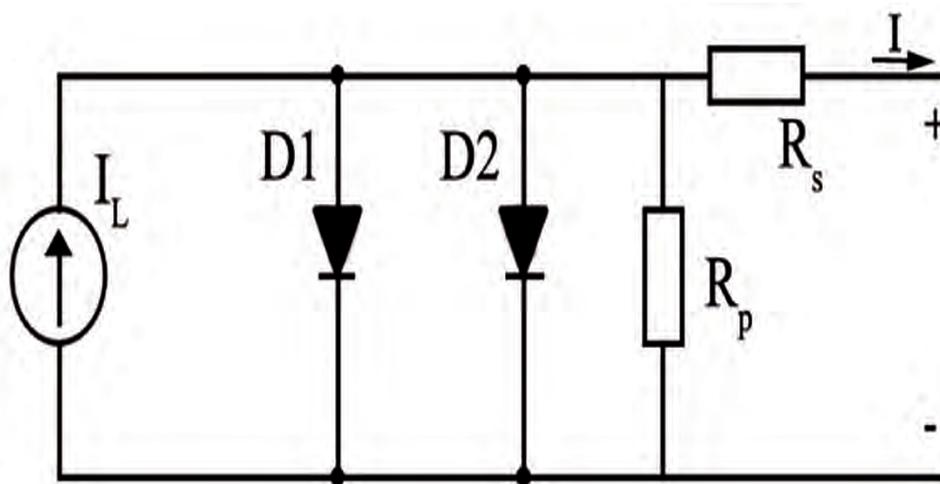


FIGURE 1.7 – Circuit équivalent du modèle à deux diodes.

1.3.2.2 Modèle à une diode

Le modèle à une diode est largement utilisé dans la simulation des caractéristiques des cellules PV. Ce modèle comprend une source de courant en parallèle à une diode, une résistance série et une résistance Shunt. Il offre un bon compromis entre la simplicité et la précision [Chatterjee *et al.*, 2011, Chenni *et al.*, 2007] et il est utilisé parfois avec des simplifications (modèle à une diode simplifié) mais toujours avec la même structure de la source de courant en parallèle à une diode [Villalva *et al.*, 2009]. Le circuit électrique équivalent au modèle à une diode est donné par la figure 1.8. Le courant de la cellule est donné par l'équation 1.3.4.

$$I = I_L - I_0 \left(\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{akT_C} \right) - 1 \right) - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right) \quad (1.3.4)$$

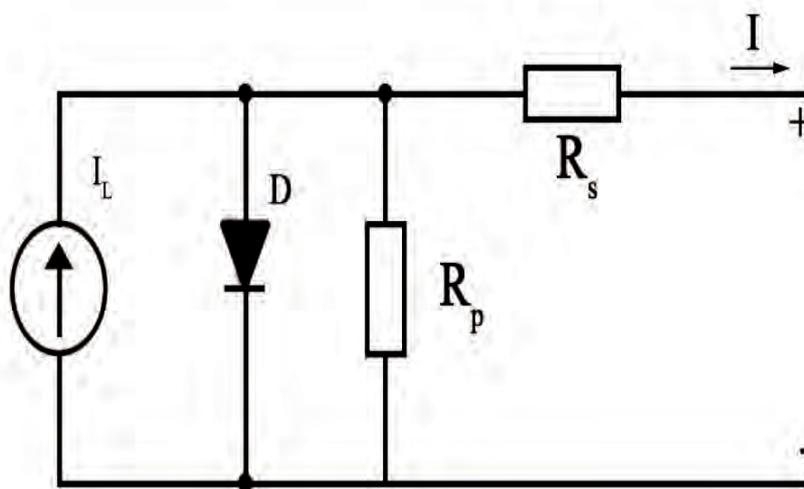


FIGURE 1.8 – Circuit équivalent du modèle à une diode.

1.3.2.3 Modèle de la cellule idéale

Le modèle de la cellule idéale est le modèle le plus simple pour caractériser la cellule PV [Xiao *et al.*, 2004]. Il comprend une source de courant en parallèle à une diode comme illustré dans la figure 1.9. La relation courant- tension de ce modèle est donnée par l'équation 1.3.5.

$$I = I_L - I_0 \left(\exp \left(\frac{qV}{akT_C} \right) - 1 \right) \quad (1.3.5)$$

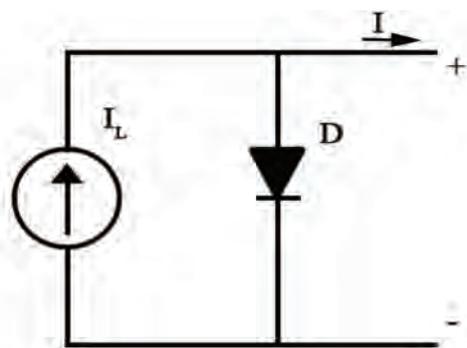


FIGURE 1.9 – Circuit équivalent du modèle de la cellule idéale.

1.3.3 Caractéristiques électriques d'une cellule PV

La cellule PV est normalement conçue pour fonctionner comme un générateur. Par contre, il se peut que cette même cellule, lorsqu'elle est interconnectée avec d'autres cellules, fonctionne comme un récepteur en absorbant de l'énergie débitée par les autres cellules. La caractéristique électrique d'une cellule PV montrant ses différents régimes de fonctionnement est illustrée dans la figure 1.10 [Abete *et al.*, 1990]. La caractéristique d'une cellule photovoltaïque balaie trois quadrants sur les quatre existants. Le fonctionnement dans le quadrant 1 est celui normal, en effet dans ce quadrant la cellule est un générateur, elle produit donc de l'énergie. La cellule PV est un récepteur dans le quadrant 2 et dans le quadrant 4. Le fonctionnement dans ces deux quadrants peut causer la destruction de la cellule PV par phénomène d'échauffement local [Ndiaye, 2013].

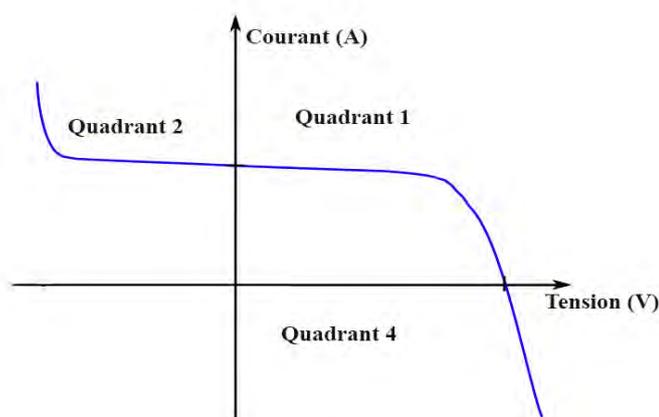


FIGURE 1.10 – Caractéristique I-V d'une cellule PV avec les différents quadrants de fonctionnement.

1.3.4 Modules et champs photovoltaïques

Un module PV est typiquement constitué de plusieurs cellules connectées en série et en parallèle pour générer la tension et le courant de sortie désirés. Une association de (N_s) cellules en série permet d'augmenter la tension ($V_{mod} = V_{cell} \times N_s$); alors que l'association en parallèle de (N_p) cellules permet d'augmenter le courant ($I_{mod} = I_{cell} \times N_p$) (figure 1.11).

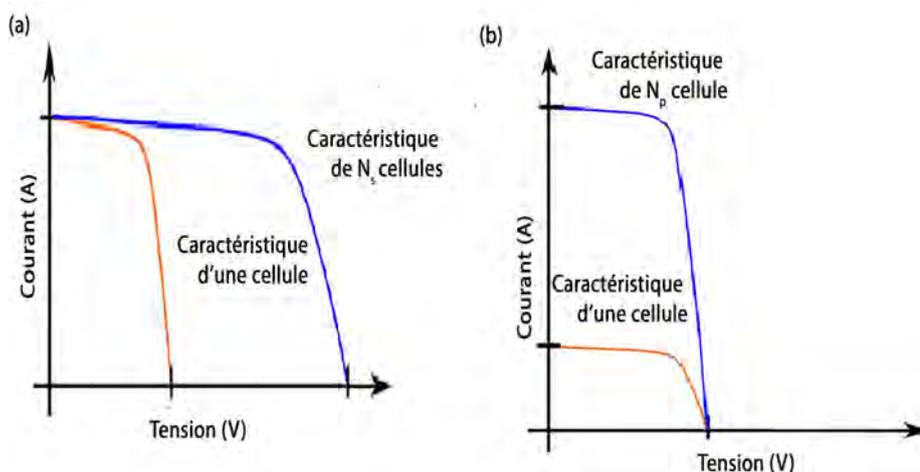


FIGURE 1.11 – Caractéristique d'un groupement en série (a) et d'un groupement en parallèle (b) de cellules PV identiques.

Le module a deux fonctions, il permet de délivrer une tension et un courant profitables dans l'utilisation industrielle et protège les cellules de l'effet des paramètres environnementaux. Les cellules PV sont intégrées dans les modules après leur interconnexion et sont protégées à l'aide d'une plaque en verre transparent, d'un encapsulant (généralement du polymère éthylène-vinyle acétate) et d'une feuille arrière (backsheet) [Sharma et Chandel, 2013]. La structure d'un module photovoltaïque est illustrée dans la figure 1.12.

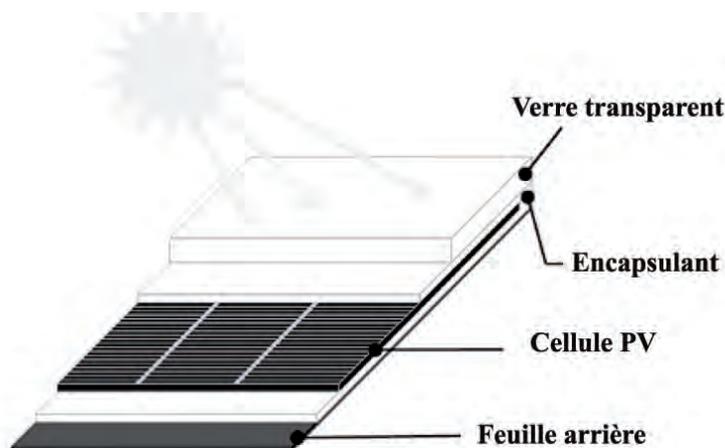


FIGURE 1.12 – Vue en section d'un module photovoltaïque typique [Sharma et Chandel, 2013].

Le nombre de cellules dans un module dépend de l'application pour laquelle il est destiné. Les modules PV usuels ont été initialement conçus pour charger les batteries de 12 V ; ainsi, de nombreux modules ont une tension de sortie (tension de circuit ouvert) de 12 V. Ces modules PV ont généralement 36 cellules connectées en série. Ces modules produisent une tension de sortie qui est suffisante pour charger les batteries 12 V ainsi que pour compenser les chutes de tension dans les circuits électriques et des systèmes de contrôle et de gestion de l'énergie.

Avec la croissance des applications des modules PV au cours des dernières années, il existe une gamme de plus en plus grande de modules PV. Pour couvrir la consommation d'un système donné, les modules sont connectés en série ou en parallèle pour former un champ photovoltaïque. Le champ photovoltaïque est la base de tout système photovoltaïque dans n'importe quelle application. Lorsque des modules sont connectés en série, les tensions s'additionnent et le courant traversant les modules reste identique ; alors que pour la connexion en parallèle, les courants des différents modules s'additionnent et la tension reste identique.

1.3.5 Les systèmes photovoltaïques

Le rayonnement solaire, converti en courant continu à l'aide de panneau solaire est utilisé pour alimenter des charges selon l'application désirée. Dans le cas de certaines applications en sites isolés (systèmes autonomes), le système alimente directement les différentes charges. Dans d'autres cas, le courant produit par le champ photovoltaïque est injecté au réseau électrique. Les paragraphes suivants décrivent plusieurs configurations possibles d'un système photovoltaïque.

1.3.5.1 Les systèmes photovoltaïques autonomes

Les systèmes photovoltaïques autonomes dépendent uniquement de l'énergie solaire pour répondre à la demande d'électricité. L'énergie produite par les modules photovoltaïques au cours de la journée peut être utilisée immédiatement ou stockée dans des accumulateurs (batteries), servant la nuit ou pendant des périodes de présence de couvertures nuageuses. Ces systèmes peuvent être subdivisés selon les charges connectées au système (courant continu (DC) ou alternatif (AC)) :

- **Systèmes autonomes avec charges à courant continu (DC) :** ils sont conçus pour des applications qui utilisent directement l'énergie produit par les modules photovoltaïques pour alimenter les charges DC : petits systèmes résidentiels, pompage de l'eau, éclairage public etc. La figure 1.13 illustre le schéma simplifié d'un système autonome à courant continu.

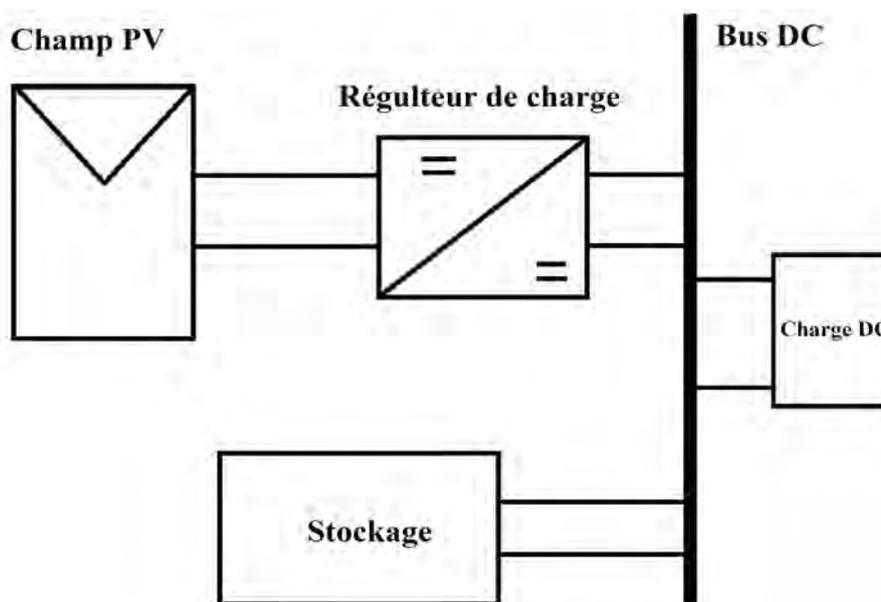


FIGURE 1.13 – Schéma simplifié d'un système photovoltaïque autonome avec charges à courant continu (CC).

- **Système autonome avec charges à courant alternatif (AC) :** ils sont conçus pour alimenter des installations dans des sites isolés en courant alternatif (AC) sans raccordement au réseau électrique. Ce type de systèmes est utilisé dans plusieurs applications, tels que l'alimentation de systèmes résidentiels, le pompage d'eau, les systèmes de télécommunication etc. La figure 1.14 illustre le schéma simplifié d'un système autonome avec charges AC.

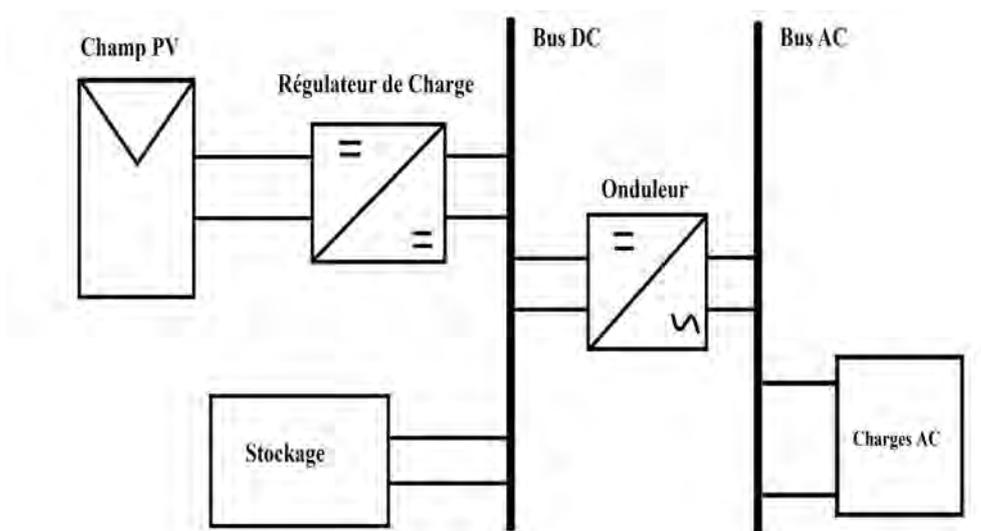


FIGURE 1.14 – Schéma simplifié d'un système photovoltaïque autonome avec charges à courant alternatif (AC).

1.3.5.2 Les systèmes photovoltaïques hybrides

Le système photovoltaïque hybride combine la source photovoltaïque avec une ou plusieurs sources auxiliaires ; généralement, un aérogénérateur, une turbine hydroélectrique ou un groupe électrogène, le réseau électrique etc. La figure 1.15 illustre le schéma simplifié d'un système photovoltaïque hybride.

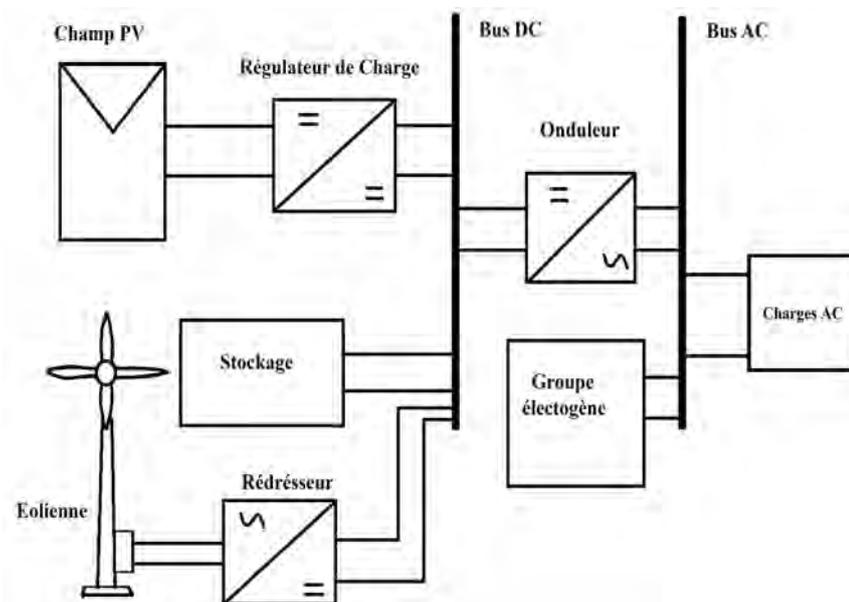


FIGURE 1.15 – Schéma simplifié d'un système photovoltaïque hybride (photovoltaïque-éolien-groupe électrogène).

1.3.5.3 Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique

Dans le cas d'un système raccordé au réseau, l'énergie produite par les modules photovoltaïques est soit utilisée sur place soit injectée au réseau électrique. On peut distinguer deux types de systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, avec injection du surplus de production et avec injection totale de l'énergie produite :

- Systèmes avec injection du surplus de production : dans le cas de ce type de système, l'énergie produite par le champ photovoltaïque est converti en courant alternatif via un onduleur. Ensuite, le surplus de production non utilisé pour couvrir les charges sur place est injecté dans le réseau électrique. Le courant alternatif doit être synchronisé avec le réseau électrique avec lequel il est interconnecté. Cela inclut la synchronisation de la tension alternative et de la fréquence. Le schéma simplifié de ce type de système est illustré dans la figure 1.16.

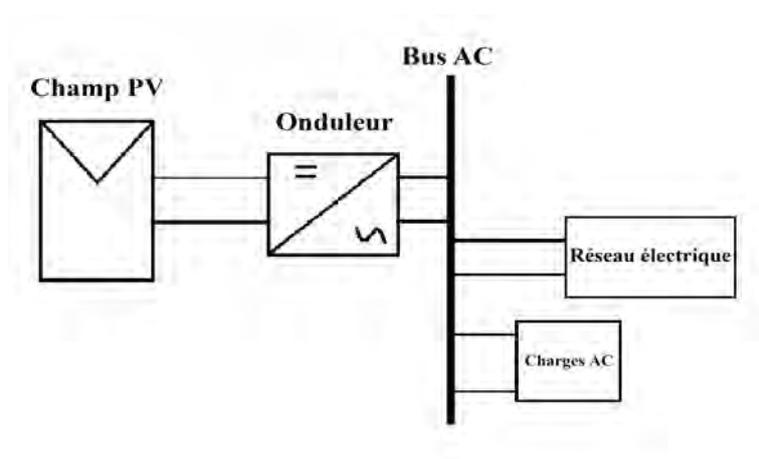


FIGURE 1.16 – Le schéma simplifié d'un système photovoltaïque raccordé au réseau avec injection du surplus de production.

- Systèmes avec injection totale de l'énergie produite : ce type de système est souvent appelé centrale photovoltaïque car l'énergie produite par le champ photovoltaïque est totalement injecté dans le réseau électrique par le biais d'un onduleur. La figure 1.17 illustre le schéma simplifié d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique avec injection totale de l'énergie produite.

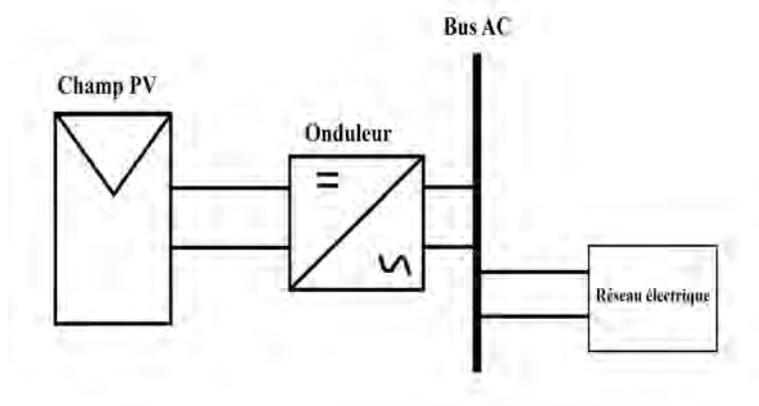


FIGURE 1.17 – Le schéma simplifié d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique avec injection totale de l'énergie produite.

1.3.6 Les technologies photovoltaïques

Plusieurs technologies photovoltaïques existent dans le marché. Les technologies des modules PV les plus utilisées sont les technologies en silicium cristallin et celles en couches minces. Les modules présentent des rendements qui diffèrent d'une technologie à l'autre. Les rendements

correspondant à chaque type de module sont illustrés dans le tableau 1.1. En général, les cellules photovoltaïques à base de silicium sont plus efficaces et plus durable que les autres types de cellules.

Tableau 1.1 – Rendement des modules PV selon la technologie [Green *et al.*, 2015]

Technologie	Rendement (%)	Centre de test	Fabricant
Monocristallin	22,9	<i>Sandia National laboratory</i>	Gochermann Technology
Polycristallin	18,5	<i>raunhofer-Institut für Solare Energiesysteme</i>	Q-cells
Amorphe	12,2	<i>European Solar Test Installation</i>	TEL Solar
CIGS	15,7	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>	Miasole

1.3.6.1 Les modules en silicium cristallin

La technologie la plus répandue dans la filière photovoltaïque est le silicium cristallin. Ceci est essentiellement dû à sa disponibilité sur terre et son faible coût de production. On distingue deux types du silicium cristallin, le silicium monocristallin (sc-Si) et le silicium polycristallin (mc-Si). La cellule monocristalline est élaborée d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Cependant, la cellule polycristalline est élaborée d'un bloc de silicium cristallisé en cristaux multiples. Ces deux technologies représentent la plus grande part du marché photovoltaïque mondial (85 % en 2011). Il est à noter que les modules en silicium monocristallin sont plus efficaces que les modules en silicium polycristallin (tableau 1.1). En revanche, la fabrication des modules monocristallins est plus coûteuse comparé au polycristallin [Luque et Hegedus, 2011].

1.3.6.2 Les modules en couches minces

Les autres modules disponibles dans le marché sont généralement des modules en couches minces. Le concept des couches minces repose sur la déposition de plusieurs couches très minces du matériau semi-conducteur sur un substrat de verre. La filière la plus répandue est le silicium amorphe (a-si). Les autres alliages utilisés pour fabriquer les modules en couches minces sont principalement : le tellure de cadmium (CdTe), le cuivre, indium et sélénium (CIS) ou encore le cuivre, indium, sélénium et gallium (CIGS) [El Chaar et El Zein, 2011]. En dépit du rendement relativement faible par unité de surface, la technologie en couche minces présente de nombreux avantages par rapport à la technologie cristalline. En effet, les modules en couches minces ont un processus de fabrication à faible coût, profitent mieux du rayonnement diffus et

sont moins sensible à la température et aux effets de l'ombrage. Malgré ces avantages qui les rendent très attrayant pour diverses applications, leur utilisation reste limitée à cause de la rareté de leurs matières premières. De plus, les modules de cette technologie peuvent présenter une dégradation de la puissance initiale connue comme la stabilisation de puissance qui peut atteindre 20 % au bout de quelques mois d'exposition au soleil [Muñoz-García *et al.*, 2012].

1.3.6.3 Les modules organiques

Toutes les technologies évoquées précédemment sont de nature inorganique, mais il existe également des cellules organiques. Les cellules à colorant et celles en matériaux polymères sont commercialisées sur des marchés de niche, elles ont des coûts de fabrication très faibles et des rendements de 2 à 4 % [Grau, 2012].

1.4 Performances des modules et systèmes PV

1.4.1 Caractéristiques I-V et P-V d'un module PV

Les caractéristiques de la cellule\module sont souvent représentées par les courbes courant-tension (I-V). De même, la courbe puissance-tension (P-V) est générée en multipliant le courant et la tension à chaque point de la courbe I-V. Ces courbes sont un moyen de classer (*rating*) et de comparer les modules PV. La courbe I-V de la cellule comporte des points importants. Le premier point correspond au courant (I_{cc}) lorsque la borne + est directement reliée à la borne – et le deuxième point correspond à la tension lorsque l'on mesure la tension (V_{co}) à vide entre la borne + et la borne –. Un autre point important sur la courbe I-V est celui de la puissance maximale qui correspond à la tension (V_{pm}) et le courant au point puissance maximale (I_{pm}) respectivement. Les courbes I-V et P-V d'un module PV sont montrés dans la figure 1.18.

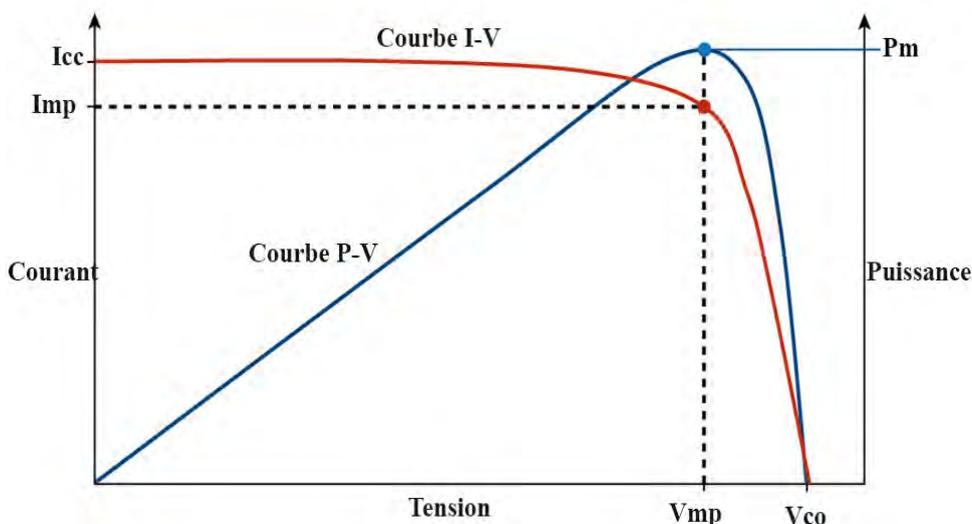


FIGURE 1.18 – Courbes I-V et P-V d'un module photovoltaïque.

1.4.2 Paramètres de performances des modules PV

Les modules PV sont généralement caractérisés par leur puissance nominale (P_{nom}) donnée en Watt-crête (Wc). Ce paramètre est le principal moyen de comparaison des capacités des modules PV. D'autres paramètres qui sont aussi donnés par le constructeur constituent les paramètres de performances. Les paramètres de performances du module PV généralement donnés par le constructeur sont :

- le courant de court-circuit (I_{cc}) ;
- la tension de circuit ouvert (V_{co}) ;
- le courant au point de puissance maximale (I_{pm}) : il correspond au point de puissance maximale de la courbe P-V du module PV ;
- la tension au point de puissance maximale (V_{pm}) : elle correspond au point de puissance maximale de la courbe P-V du module PV ;
- la puissance maximal (P_m) : c'est la puissance maximale que peut produire le module PV. La puissance P_m est définie comme le produit du courant I_{pm} et la tension V_{pm} . Elle correspond au point de puissance maximale. Si un module fonctionne loin de sa valeur maximale de puissance l'énergie produite par ce module est réduite et représente

des pertes d'énergie. Ainsi, ce point est le point de fonctionnement désiré pour n'importe quel module PV. Des commandes MPPT (*Maximal power point tracking*) sont utilisées pour chercher ce point maximal et faire fonctionner le champ PV à ce point [Esrarn et Chapman, 2007] ;

- le facteur de forme (*fill factor FF*) : il dérive de la représentation graphique de la courbe I-V. Il est défini comme le rapport entre le produit de la tension V_{pm} et le courant I_{pm} et le produit de la tension V_{co} et le courant I_{cc} . Le facteur de forme est un paramètre sans dimension qui permet de juger de la qualité d'un module photovoltaïque, plus ce paramètre est élevé, meilleure est l'efficacité de la conversion de la cellule ;
- le coefficient de température du courant (α) : il caractérise la dépendance du courant de court-circuit à l'augmentation de la température ;
- le coefficient de température de la tension (β) : il caractérise la dépendance de la tension de circuit ouvert à l'augmentation de la température ;
- le coefficient de température de la puissance (γ) : il caractérise la dépendance de la puissance à l'augmentation de la température.

Les 3 coefficients de température sont généralement donnés en pourcentage par degré Celsius ($\%/^{\circ}C$).

1.4.3 Paramètres de performances des systèmes PV

Pour évaluer les performances des champs PV de différentes technologies et constructeurs, plusieurs paramètres et indices sont considérés.

L'un de ces indices est le rendement du module [Cornaro et Musella, 2011]. Le rendement est donné par l'équation 1.4.1. La puissance de sortie dépend de cet indice qui est liée à la technologie et la fabrication du module.

$$\eta = \frac{P_{nom}}{A \times G} \quad (1.4.1)$$

Où, P_{nom} est la puissance nominale du champ PV, A est la surface du champ PV et G est l'éclairement global.

Pour les systèmes PV, le rendement surfacique (*array yield Y_A*) exprimé en Wattheures par Watt-crêtes (Wh/Wc) est un paramètre signifiant pour comparer la production énergétique de modules de différentes puissances nominales. Il est donné par l'équation 1.4.2.

$$Y_A = \frac{E_{PV}}{P_{nom}} \quad (1.4.2)$$

Avec, E_{PV} est l'énergie produite par les modules PV dans un temps défini.

Pour évaluer les performances des systèmes PV, l'indice de performances (*performance ratio PR*) est un paramètre utilisé pour quantifier les pertes globales des modules PV qui peuvent être dues aux conditions de fonctionnement. Il est défini comme le rapport entre l'énergie réelle produite par les modules PV et l'énergie que le module devrait produire dans le cas idéal, quand il y'a pas de pertes dans les modules [Zinsser et Makrides, 2007].

$$PR = \frac{E_{PV}}{H \times A \times \eta_{STC}} \quad (1.4.3)$$

Où, H est l'ensoleillement global (Wh/m^2) et η_{STC} est le rendement des modules dans les conditions STC.

1.4.4 Conditions de référence et fonctionnement réel

Les paramètres de performances intrinsèques du module PV sont généralement donnés dans les conditions standards de test (*Standard test conditions STC*). D'autres constructeurs donnent ces paramètres dans les conditions nominales de fonctionnement (*Nominal operation conditions of test NOCT*) ou dans les conditions standards de fonctionnement (*Standrad operation conditions SOC*) [Sharma et Chandel, 2013]. Les conditions de test dans lesquelles les modules PV sont caractérisés sont regroupées dans le tableau 1.2.

Tableau 1.2 – Les conditions de test des modules photovoltaïques.

Paramètres météorologiques	STC	NOCT	SOC
Eclairement (W/m^2)	1000	800	1000
Température ($^{\circ}C$)	25	20	20
Vitesse du vent (m/s)	-	1	1

Les paramètres de performance réels sont spécifiques à chaque module et peuvent varier d'un module à l'autre. Les performances d'un module photovoltaïque sont caractérisées dans les conditions de référence réalisées dans un environnement contrôlé. Cependant, les modules sont déployés dans un environnement réel et dans des conditions météorologiques très différentes des conditions de référence. Cette variation des conditions climatiques entraîne des pertes de production du module PV. Pour un dimensionnement efficace, l'estimation des performances sur site est d'une grande importance dans l'estimation et la prévision de la production réelle des systèmes PV une fois installés sur site d'exploitation.

Les mesures du rendement énergétique des modules PV à différents endroits climatiques jouent un rôle important dans la viabilité économique des systèmes photovoltaïques. L'évaluation des performances des modules PV doit être étudiée dans des conditions réelles d'exploitation plutôt que basée sur les informations de la fiche technique fournie par le fabricant. Au cours des dernières années, les chercheurs ont développé des plateformes de test extérieures afin de mieux comprendre la dépendance des performances des modules photovoltaïques aux paramètres environnementaux et d'obtenir des résultats comparatifs sur les performances de différentes technologies [Ndiaye *et al.*, 2013c].

1.4.5 Pertes de fonctionnement

Durant son fonctionnement, le système PV subit certaines pertes d'énergie. Les pertes qui se produisent durant la conversion des rayonnements solaires par les modules PV en énergie électrique utilisable sont attribuées aux facteurs suivants :

- les paramètres climatiques :
 - ★ le fonctionnement dans des températures élevées ;
 - ★ l'accumulation de la poussière sur la surface des modules PV.
- les paramètres de fonctionnement des modules :
 - ★ le vieillissement des modules engendré par les paramètres environnementaux tels que l'humidité, la température, la poussière, l'irradiation ultraviolette ;
 - ★ l'ombrage ;
 - ★ les pertes par effet Joule au niveau du câblage ;
 - ★ les pertes dans les diodes ;
 - ★ l'exploitation non optimale de la puissance générée par les modules (*mismatch*).
- La conversion de l'énergie à partir des convertisseurs (DC/AC, DC/DC) et des batteries dans le système PV.

1.5 Conclusion

L'objectif principal de notre travail étant d'analyser les performances des systèmes PV dans les conditions réelles de fonctionnement, nous avons présenté les généralités sur le rayonnement solaire, les cellules PV, les types de systèmes PV, les différentes technologies de la filière PV, les

paramètres de performances des modules et systèmes PV et la différence entre la caractérisation dans les conditions de référence et le fonctionnement réel des modules et système PV.

Le module PV est l'élément central dans un système PV. Les caractéristiques du module sont données dans des conditions de test qui sont généralement très différentes des conditions réelles du fonctionnement du module PV. Les performances des modules PV varient selon le site d'implantation, c'est-à-dire, des conditions climatiques spécifique du site. Donc, une meilleure exploitation des systèmes PV passe par la prise en compte de ces paramètres. Le chapitre 2 présente une étude bibliographique sur l'influence des différents paramètres climatiques sur les performances des modules PV.

Chapitre 2 :
**Etat de l'art sur l'effet des paramètres
environnementaux sur les performances
des modules photovoltaïques**

Chapitre 2

Etat de l'art sur l'effet des paramètres environnementaux sur les performances des modules photovoltaïques

2.1 Introduction

Les performances d'un module photovoltaïque sont spécifiées dans les conditions de référence différentes des conditions météorologiques et environnementales du site d'implantation. Dans le court terme, l'augmentation de la température et le dépôt de poussière cause des pertes de production des modules PV. Tandis que, dans le long terme, les performances sont dégradées à cause des facteurs environnementaux tels que l'exposition aux rayons ultraviolets, le fonctionnement dans des conditions de hautes températures et humidité, l'accumulation de poussière etc. C'est pour cela, l'évaluation des performances est d'une grande importance dans l'estimation réelle de la production des systèmes PV une fois installés dans le site d'exploitation.

Dans ce chapitre, l'état de l'art sur les paramètres environnementaux qui influencent les performances des modules PV est présenté et discuté.

2.2 Dépendance des performances d'un module photovoltaïque à l'éclairement

Le paramètre le plus important dans le processus de conversion photovoltaïque est l'éclairement (G) [Van Dyk *et al.*, 2005]. Le courant généré par le module PV est essentiellement influencé par l'intensité de l'éclairement. Le courant de court-circuit est directement lié à l'éclairement.

Pour une température du module PV constante, cette relation est généralement donnée par l'équation 2.2.1.

$$I_{cc}(G) = I_{sc}(STC) \frac{G}{G(STC)} \quad (2.2.1)$$

Avec :

G : l'éclairement (W/m^2),

$G(STC) = 1000W/m^2$: l'éclairement dans les conditions STC,

$I_{sc}(STC)$: le courant de court-circuit dans les conditions STC.

La tension de circuit ouvert varie d'une façon logarithmique avec l'éclairement selon l'équation 2.2.2.

$$V_{co}(G) = \frac{V_{co}(STC)}{1 + \delta \ln \left(\frac{G}{G(STC)} \right)} \quad (2.2.2)$$

Avec :

$V_{co}(STC)$: la tension de circuit ouvert dans les conditions STC,

δ : coefficient sans dimension à cause de la nature logarithmique de l'équation 2.2.2.

La variation de la puissance maximale par rapport à l'éclairement est donnée par l'équation 2.2.3 [Kroposki *et al.*, 1994].

$$P_m(G) = P_m(STC) \frac{G}{G(STC)} \quad (2.2.3)$$

Où $P_m(STC)$ est la puissance maximale dans les conditions STC.

L'influence de l'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V de la cellule solaire est représentée sur la figure 2.1, pour une température fixe $T_C = 25^\circ C$.

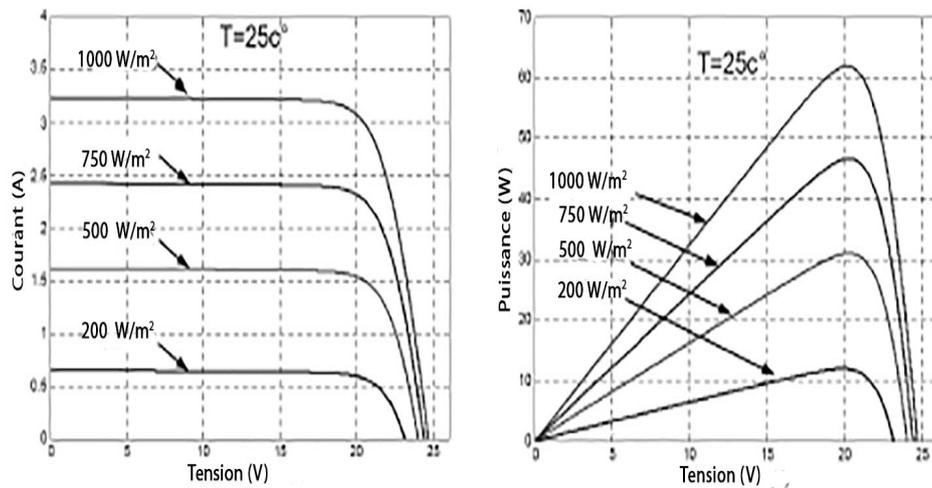


FIGURE 2.1 – Influence de l'éclairement sur les courbes I-V et P-V [Ait Cheikh, 2007].

2.3 Effet de la température sur les performances des modules PV

Dans la conversion photovoltaïque, une partie de l'énergie solaire n'est pas convertie en énergie électrique. Cette partie de l'énergie est absorbée par la cellule sous forme thermique [Malik *et al.*, 2010]. La température joue un rôle important dans le processus de conversion solaire photovoltaïque. Elle affecte directement la puissance électrique du module photovoltaïque et le rendement du système photovoltaïque. Par conséquent, la température de fonctionnement est un paramètre important dans l'évaluation et la prédiction des performances des systèmes photovoltaïques.

2.3.1 Effet de la température sur le courant de court-circuit et sur la tension de circuit ouvert

Lorsque la température augmente, le courant de court-circuit augmente alors que la tension de circuit ouvert diminue [Malik *et al.*, 2010]. Pour un module photovoltaïque en silicium, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert dépendent de la température comme suit :

$$I_{cc}(T_C) = I_{cc}(STC) + \alpha (T_C - T_a) \quad (2.3.1)$$

$$V_{co}(T_C) = V_{co}(STC) + \beta (T_C - T_a) \quad (2.3.2)$$

Avec : T_a , la température ambiante ; T_C , la température des cellules ; $\alpha(A/^{\circ}C)$ et $\beta(V/^{\circ}C)$ les coefficients de température du courant et de la tension du module respectivement. Ces paramètres sont donnés par les équations 2.3.1 et 2.3.2.

$$\alpha = \left(\frac{dI_{cc}}{dT_C} \right) \quad (2.3.3)$$

$$\beta = \left(\frac{dV_{co}}{dT_C} \right) \quad (2.3.4)$$

2.3.2 Effet de la température sur la puissance maximale de sortie

La puissance maximale diminue avec l'augmentation de la température. La déviation de la température des cellules par rapport à la température de référence détermine la variation linéaire de la puissance maximale donnée par l'équation 2.3.6 [Parretta *et al.*, 1998].

$$P_m(T_C) = P_m(STC) (1 - \gamma (T_C - T_a)) \quad (2.3.5)$$

Avec, $\gamma = \left(\frac{dP_m}{dT_C} \right)$ est le coefficient de température de la puissance maximale.

2.3.3 Effet de la température sur le rendement

Comme la puissance, le rendement diminue aussi avec l'augmentation de la température. L'effet de la température sur le rendement du module PV est généralement donné par l'équation 2.3.7 [Skoplaki et Palyvos, 2009b].

$$\eta(T_C) = \eta(STC) (1 - \beta_{STC} (T_C - T_a)) \quad (2.3.6)$$

Avec β_{STC} , le coefficient de température du rendement.

2.3.4 Evaluation et prédiction de la température des cellules PV

La température des cellules est un paramètre important dans l'évaluation des performances des systèmes PV [Skoplaki *et al.*, 2008]. La prédiction de la température de fonctionnement prend en compte les propriétés électriques, physiques et thermiques des cellules, le rayonnement solaire, les données météorologiques et le transfert de chaleur avec le vent. Les corrélations proposées dans la littérature expriment la température de fonctionnement en fonction des variables météorologiques (température ambiante, vitesse du vent, éclairement etc.) ainsi que les propriétés du module photovoltaïque (transmittance et absorbance) [Skoplaki et Palyvos, 2009a].

En réalité, la température des cellules diffère de la température de l'arrière du module qui est accessible pour réaliser la mesure. La température des cellules à l'intérieur du module peut être liée à la température de la surface arrière du module par l'équation 2.3.7 [King *et al.*, 2004].

$$T_C = T_m + \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \Delta T \quad (2.3.7)$$

Où :

T_m : la température de l'arrière du module ;

ΔT : la différence entre la température de la cellule et la température du module sous l'éclairement STC. Cette différence de température est généralement de 2 à 3 °C pour les modules PV montés dans un espace ouvert et 1 °C pour les modules PV intégrés au bâtiment [King *et al.*, 2004].

La température de fonctionnement des cellules peut être estimée par le modèle NOCT (*NOCT-standard-formula*). Dans ce modèle, l'effet du refroidissement dû à la circulation du vent n'est pas pris en compte et est utilisé dans la prédiction de la température quand les données de vent ne sont pas disponibles. Dans le cas où le module est monté dans un espace ouvert, la température du module est estimée à l'aide de l'approximation linéaire suivante (équation 2.3.8) [Alonso García et Balenzategui, 2004] :

$$T_C = T_a + \left(\frac{T_{NOCT} - 20}{G_{NOCT}} \right) G \quad (2.3.8)$$

Où : T_{NOCT} est la température du module dans les conditions NOC et G_{NOCT} est l'éclairement dans les mêmes conditions.

Une expression similaire à l'équation 2.3.8 mais qui fait intervenir la transmittance (τ) et l'absorbance (α') du module PV est donnée par l'équation 2.3.9 [Davis *et al.*, 2001].

$$T_C = T_a + \left(\left(\frac{T_{NOCT} - 20}{G_{NOCT}} \right) G \left(1 - \left(\frac{\eta}{\tau \alpha'} \right) \right) \right) \quad (2.3.9)$$

2.3.5 Revue de littérature sur l'effet de la température

L'influence de la température sur les performances des modules et des systèmes PV a été étudiée dans plusieurs travaux.

Radziemska et Klugmann [Radziemska et Klugmann, 2002] ont étudié l'effet de la température sur les performances d'une cellule PV dans les conditions contrôlées de laboratoire. Les performances ont été examinées en évaluant la variation de la tension du circuit ouvert ainsi que la variation du courant de court-circuit avec la température à l'aide des coefficients de température (figure 2.2). Sur plusieurs modules PV polycristallins, ils ont trouvé que le pro-

duit tension de circuit ouvert et courant de court-circuit diminue de 0,8 % pour l'augmentation d'un degré Kelvin et la puissance de sortie diminue de 0,65 % pour la même augmentation de température.

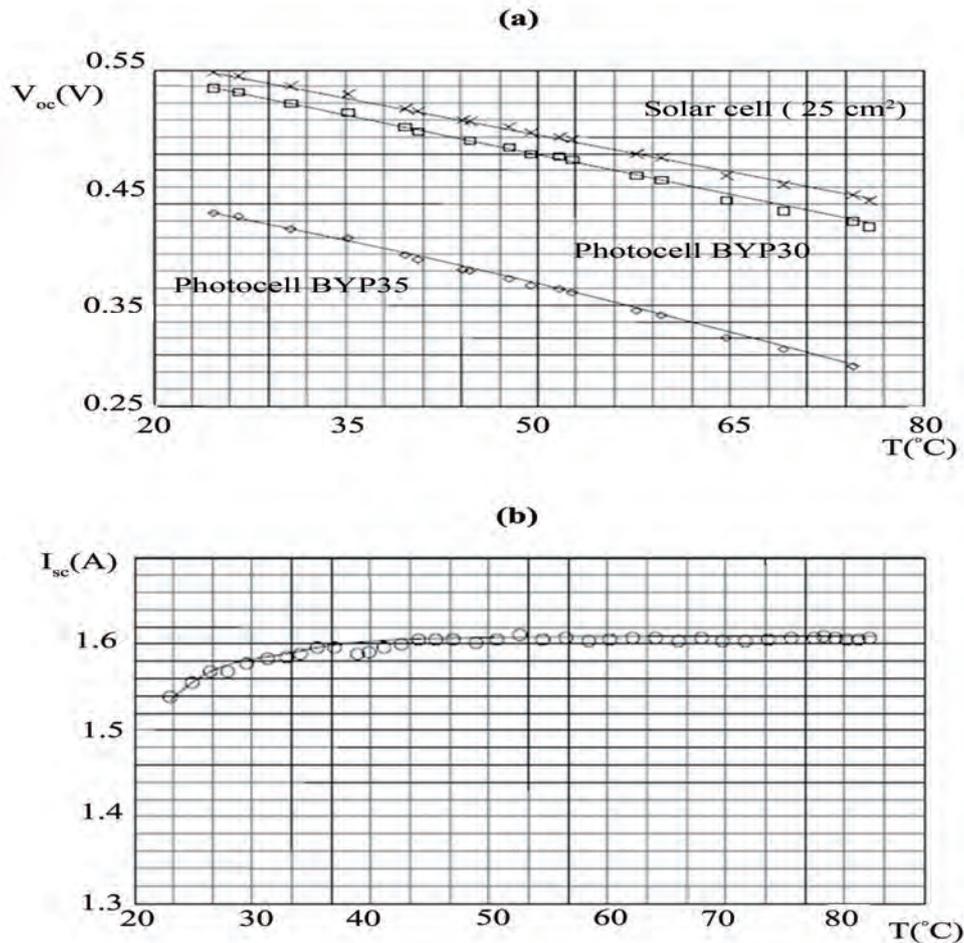


FIGURE 2.2 – (a) Influence de la température sur la tension de circuit ouvert à éclairage constant de deux cellules photoélectriques et d'une cellule solaire. (b) Influence de la température sur le courant de court-circuit à éclairage constant d'une cellule solaire [Radziemska et Klugmann, 2002].

Dans l'analyse des performances des modules PV, Van Dyk et *al.* [Van Dyk *et al.*, 2005] ont trouvé que pour une augmentation de 5 $^{\circ}C$, la tension de circuit ouvert diminue de 6,3 % alors que le courant de court-circuit subit une légère augmentation de 1,2 %. Par conséquent, la puissance maximale subit une diminution de 5,1 % (figure 2.3).

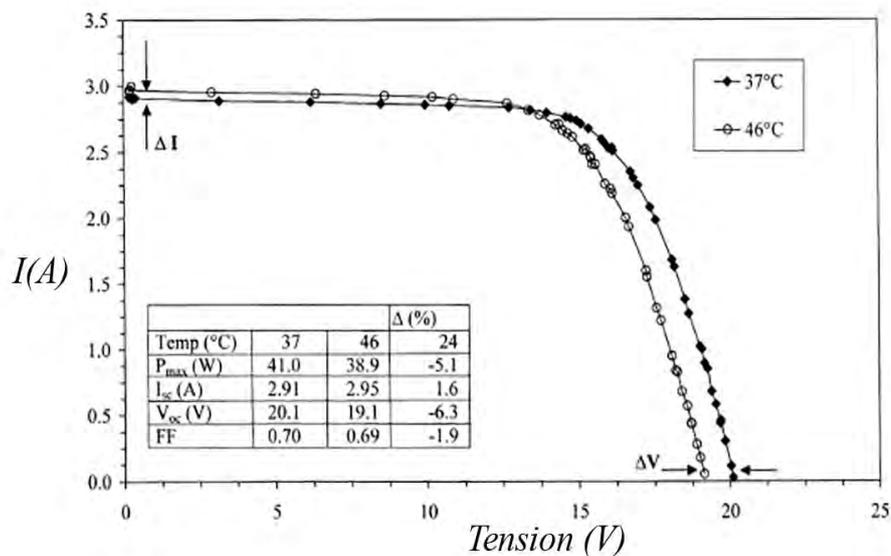


FIGURE 2.3 – Caractéristiques I-V d'un module en sc-Si à des températures différentes, normalisées à $1000W/m^2$ [Van Dyk *et al.*, 2005].

Kenny *et al.* [Kenny *et al.*, 2006] ont présenté une approche nommée "performance surface" qui intègre les mesures dans les conditions standards pour prédire l'énergie produite comme fonction de l'éclairement et de la température. Cette procédure d'évaluation des performances a été testée sur des modules photovoltaïques monocristallins et polycristallins. La puissance maximale est extraite des courbes I-V mesurées sur des niveaux d'éclairement de 50 à $1000 W/m^2$ et des températures du module allant de 25 à 60 °C. La courbe de la puissance maximale en fonction de la température et de l'éclairement constitue la "performance surface". Cette méthode est vérifiée pour les mesures dans les conditions de fonctionnement réelles à travers les données de l'éclairement et de la température sur la durée d'une année qui est essentielle pour prédire la production annuelle. Ils ont proposé que les modules soient aussi caractérisés par l'énergie annuelle attendue (en Kwh/année) avec la température journalière moyenne pour inclure l'effet de la température dans le choix des modules PV pour une éventuelle implantation de systèmes PV.

Nordmann et Clavadetscher [Nordmann et Clavadetscher, 2003] ont analysé l'effet de l'augmentation de la température des cellules PV sur les performances annuelle de 18 système PV connectés au réseau et dans différents types de montage : montage avec support au sol (*freestanding*), montage sur toiture et intégrés aux façades. Les données horaires ont été utilisées pour cette analyse. Sur les 18 systèmes étudiés, 17 modules ont enregistré des pertes thermiques de 1,7 % à 13 %. Ils ont trouvé que le type de montage a un grand effet sur l'augmentation de la température des modules et par conséquent sur les pertes thermiques. Les systèmes

dans un montage avec support au sol et ceux montés sur toiture ont montré l'augmentation de température la plus faible.

Abdolzadeh et Ameri [Abdolzadeh et Ameri, 2009] ont proposé d'envisager l'installation de systèmes d'arrosage de l'eau sur les panneaux photovoltaïques pour améliorer leurs performances en abaissant la température des cellules à travers le verre et nettoyer la poussière. Ils ont examiné l'effet de l'arrosage de l'eau sur les modules PV d'un système de pompage à base de panneaux PV. Les résultats ont montré que l'arrosage pourra diminuer la température de fonctionnement de $23\text{ }^{\circ}\text{C}$ et augmenter le rendement de $3,26\%$. L'augmentation de l'énergie électrique produite sur toute la journée est d'environ 17% (figure 2.4).

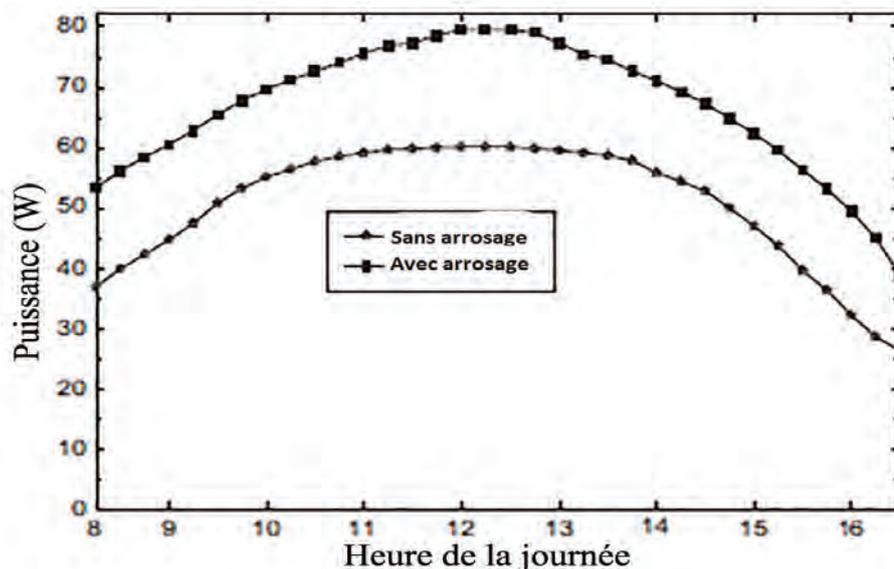


FIGURE 2.4 – Comparaison de la puissance de sortie de panneaux PV avec et sans pulvérisation d'eau avec une hauteur manométrique égale à 16 m [Abdolzadeh et Ameri, 2009].

Makrides *et al.* [Makrides *et al.*, 2009] ont examiné le comportement vis-à-vis de la température de 13 modules PV de différentes technologies (silicium monocristallin et polycristallin, silicium amorphe, en cuivre-indium-sélénium-gallium (CIGS), modules à hétérojonction en couche mince (HIT)) fabriqués par des constructeurs différents. Les coefficients de température du courant, de la tension et de la puissance ont été évalués par 2 méthodes : les courbes I-V mesurées dans les conditions de fonctionnement réelles et l'analyse des données des capteurs météorologiques dans les climats de Stuttgart (Allemagne) et Nicosia (Italie). Ils ont constaté que les coefficients calculés par les deux méthodes et ceux donnés par les constructeurs ont montré un accord satisfaisant.

Park *et al.* [Park *et al.*, 2010] ont analysé l'effet de la température sur le courant, la tension et la puissance dans les conditions STC ainsi que dans les conditions réelles d'implantation sur

des modules PV intégrés au bâtiment (*Building-integrated Photovoltaic (BIPV)*). Les propriétés du verre supportant les cellules PV et son effet sur la température des modules ont été examinés. Ils ont conclu que les modules produisent plus d'électricité en hiver qu'en été et que les modules avec du verre transparent (clair) sont plus performants que ceux avec du verre bronzé. Les résultats ont montré que, dans les conditions STC, la tension est réduite de 0,49 % et le courant a augmenté de 0,01 % pour une augmentation d'un degré Celsius. Cependant la puissance de sortie diminue de 0,48 et 0,52 % dans les conditions STC et dans les conditions de fonctionnement réelles respectivement (sous un éclairage de 500 W/m^2) pour une augmentation d'un degré Celsius.

Congedo *et al.* [Congedo *et al.*, 2013] ont surveillé les performances d'un système PV de 960 kWc constitué de modules PV monocristallins installés à Salento (Italie) pendant la période de Mars jusqu'à Octobre 2012. Les données de l'éclairage, de la température ambiante et de la vitesse du vent sont aussi collectées. Les pertes dues à la température des cellules ont été analysées. Pendant les huit mois du monitoring, les pertes dues à la température de la cellule ont présenté un minimum absolu en Octobre (-3,5 %) et un maximum absolu en Juin (8 %).

2.4 Effet de la vitesse du vent

Les grandes vitesses du vent sont avantageuses pour le fonctionnement des modules PV. Elles diminuent la température de fonctionnement des cellules [Xydis, 2013b]. L'effet du refroidissement due à la circulation du vent doit être incluse pour une évaluation plus précise de la température de fonctionnement des cellules PV [Schwingshackl *et al.*, 2013]. Le modèle empirique (*empirically-based thermal model*) de *Sandia National Laboratory (SNL)* donne la température des cellules en fonction de la température ambiante, l'éclairage et la vitesse du vent (v_w) mesurée à une hauteur de 10 m [King *et al.*, 2004]. La température des cellules est donnée par l'équation 2.4.1.

$$T_C = T_a + G(\exp(a + bv_w)) \quad (2.4.1)$$

Où, a et b sont des coefficients empiriques qui dépendent du type du montage des modules. Ces coefficients sont donnés dans le tableau 2.1.

Etat de l'art sur l'effet des paramètres environnementaux sur les performances des modules photovoltaïques

Tableau 2.1 – Les coefficients empiriques a et b utilisés pour prédire la température de la surface arrière du module [King *et al.*, 2004]

Type du module	Type de montage	$a(-)$	$b(s/m)$
Verre/cellules/verre	Montage avec support au sol	-3,47	-0,0594
Verre/cellules/verre	Montage en toiture	-2,98	-0,0471
Verre/cellules/feuille de polymère	Montage avec support au sol	-3,56	-0,0750

Skoplaki *et al.* [Skoplaki *et al.*, 2008] ont proposé un modèle qui inclue l'effet de la vitesse du vent au modèle NOCT. Ce modèle est donné par l'équation 2.4.2. Cette équation met en corrélation l'éclairement, la température ambiante et la vitesse du vent mesurée à 10 m (pour les vitesses de vent supérieures à zéro).

$$T_C = T_a + \left(\frac{0,32}{8,91 + 2v_w} \right) G \quad (2.4.2)$$

Un autre modèle dérivé du bilan énergétique pour un capteur solaire thermique à l'aide de deux coefficients (U_0 et U_1). U_0 est un coefficient décrivant l'effet du rayonnement sur la température du module, alors que U_1 décrit l'effet du refroidissement par le vent [Koehl *et al.*, 2011]. Les coefficients U_0 et U_1 sont spécifiés selon la technologie PV et données dans le tableau 2.2 [Schwingshackl *et al.*, 2013]. La température des cellules prédite par ce modèle est donnée par l'équation 2.4.3.

$$T_C = T_a + \left(\frac{G}{U_0 + U_1 v_w} \right) \quad (2.4.3)$$

Tableau 2.2 – Les coefficients U_0 et U_1 selon la technologie [Schwingshackl *et al.*, 2013].

Technologie	m-si	p-si	a-si	CdTe
Type	Verre/cellules/feuille de polymère	Verre/cellules/feuille de polymère	Verre/cellules/verre	Verre/cellules/verre
$U_0(W/^\circ C m^2)$	30,02	30,02	25,73	23,37
$U_1(W/^\circ C m^3)$	6,28	6,28	10,67	5,44

Trinuruk *et al.* [Trinuruk *et al.*, 2009] ont montré que le modèle SNL donne de meilleurs résultats par rapport au modèle NOCT dans la prédiction de la température de cellules de modules PV intégrés dans le bâtiment. Cependant, les deux modèles surestiment cette température. Toutefois, l'erreur de prédiction des deux modèles ne dépasse pas 6 % dans la prédiction de l'énergie produite par les modules.

Kurnik *et al.* [Kurnik *et al.*, 2011] ont investigué expérimentalement l'effet de la vitesse du vent et le type de montage sur la température des modules PV. La différence entre T_C –

T_a dans le cas des modules à hétérojonction en couche mince (HIT) est de $21\text{ }^\circ\text{C}$ (+69 % d'augmentation relative dans le cas des modules intégrés au bâtiment, comparé aux modules en montage avec support au sol). A partir du modèle de la balance énergétique, la différence $T_C - T_a$ est calculée et mesurée. Pour les différents types de montage, ils ont trouvé que la différence des températures diminue avec l'augmentation de la vitesse de vent (figure 2.5). Dans une autre étude, Rouholamini *et al.* [Rouholamini *et al.*, 2014] ont trouvé une relation exponentielle entre $T_C - T_a$ et la vitesse du vent (figure 2.6).

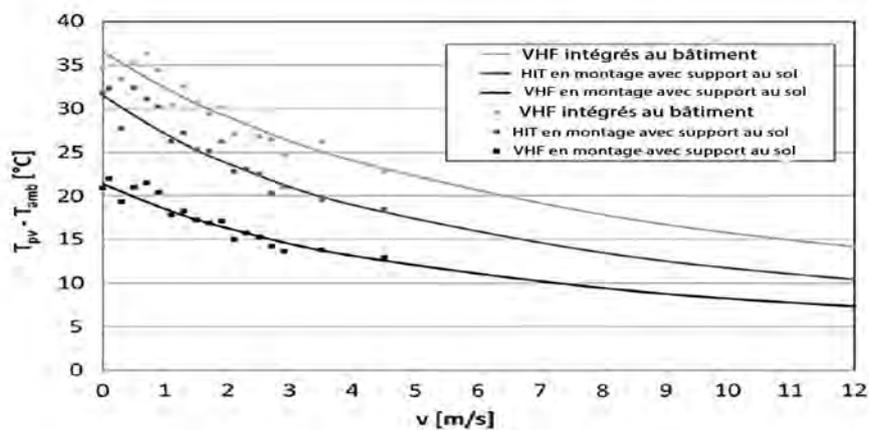


FIGURE 2.5 – Valeurs mesurées et simulées de $T_C - T_a$ en fonction de la vitesse du vent pour les modules amorphes VHF intégrés au bâtiment, les modules HIT et les modules amorphes VHF en montage avec support au sol tous opérant dans des conditions de circuit ouvert à un éclairement STC [Kurnik *et al.*, 2011]

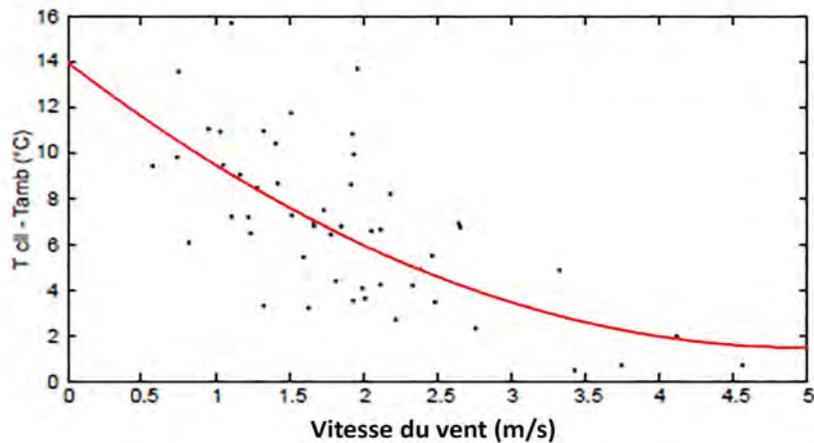


FIGURE 2.6 – Relation entre $T_C - T_a$ et la vitesse du vent (courbe rouge) pour un module PV en monocristallin [Rouholamini *et al.*, 2014].

Schwingshackl *et al.* [Schwingshackl *et al.*, 2013] ont comparés les modèles utilisés dans la littérature pour prédire la température de fonctionnement des modules PV. Les résultats ont été validés sur plusieurs technologies : le silicium monocristallin et polycristallin, le silicium amorphe (a-Si), le silicium microcristallin et le tellure de cadmium (CdTe). Ils ont trouvé que pour la plupart des technologies, les modèles qui incluent les données de vent, prédisent mieux la température que les approches standards qui ne prennent pas en compte ce paramètre.

Kaldellis *et al.* [Kaldellis *et al.*, 2014] ont analysé l'effet de la vitesse du vent sur les pertes thermiques dans la conversion PV. L'analyse est réalisée sur deux systèmes PV constitués de modules polycristallins dans l'environnement du sud de la Grèce. Ils ont trouvé que les coefficients de température sont de $-0,30 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ pour le système avec des modules en montage avec support au sol et $-0,45 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ pour le système avec des modules intégrés au bâtiment.

2.5 Effet de la poussière et des impuretés

Les substances qui peuvent salir les modules PV comprennent non seulement l'accumulation de poussière, mais aussi la contamination de surface par les produits végétaux, le sel, les fientes d'oiseaux, et la croissance des espèces organiques, qui peuvent dégrader les performances optiques des modules. Dans un environnement réel, l'accumulation de la poussière sur les panneaux photovoltaïques est un phénomène naturel qui est très courant dans les zones désertiques [Sayyah *et al.*, 2014]. Les recherches réalisées sur la question ont montré que cette accumulation peut produire une dégradation assez importante de la transmittance du verre et

par conséquent, dégrader les performances des modules photovoltaïques.

El-Shobokshy et Hussein [El-Shobokshy et Hussein, 1993] ont investigué l'effet de la poussière sur les performances des modules photovoltaïques avec un simulateur solaire et plusieurs types de modules et de poussières. Les caractéristiques (I-V) du module sont d'abord déterminées dans les conditions de surface propre à différents éclairagements solaires. La deuxième partie de l'expérimentation a été dédiée aux caractéristiques du module à différents types de poussières et des densités de dépôts variées. Leurs résultats ont montré que les performances dépendent non seulement de la densité de dépôt de la poussière mais également de sa nature (cinq types de poussière ont été utilisés). Un type de poussière donné a plus d'effet sur les performances du module PV que le type de poussière qui est moins fine (figure 2.7).

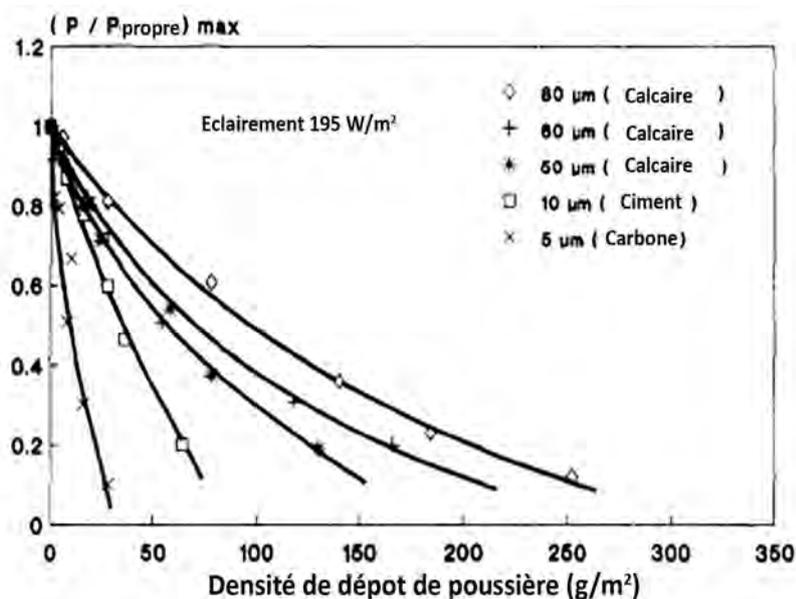


FIGURE 2.7 – La variation du rapport entre les puissances de sortie en fonction de la densité de dépôt de poussière dans le cas des particules de poussière de calcaire, de ciment et de carbone [El-Shobokshy et Hussein, 1993].

Elminir et al. [Elminir et al., 2006] ont examiné l'effet de l'angle d'inclinaison et d'orientation (angle azimutal) des modules PV sur l'accumulation de la poussière sur la surface des modules PV. Ils ont utilisé 100 morceaux de verre dans différentes inclinaisons et orientations. Leurs résultats ont montré que la réduction de la transmittance de verre dépend fortement de la densité de dépôt de poussière (figure 2.8) en liaison avec l'angle d'inclinaison de la plaque, ainsi que sur l'orientation de la surface par rapport à la direction du vent dominant. La densité de dépôt de poussière va de 15,84 g/m² (verre installé à un angle d'inclinaison de 0°) à 4,48 g/m² (verre installée à un angle d'inclinaison de 90 ° et orientée avec 135 ° par rapport au nord), le facteur de transmission correspondant diminue d'environ 52,54 % et 12,38 %, respectivement.

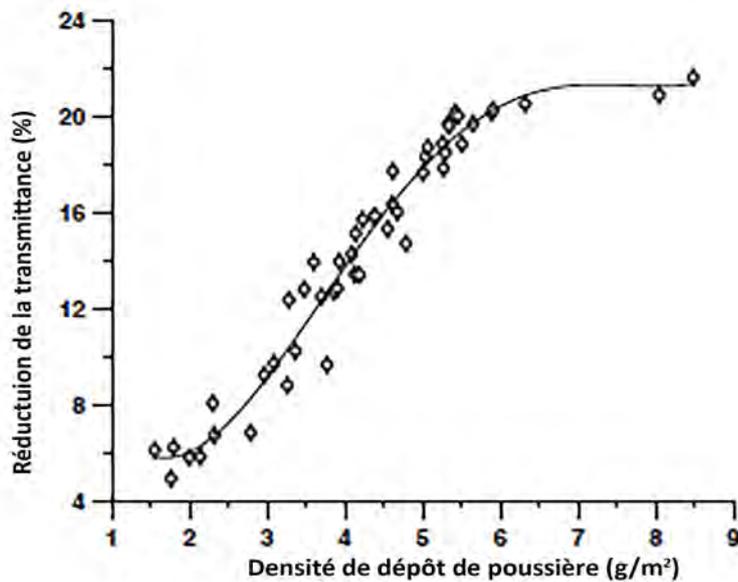


FIGURE 2.8 – La réduction de la transmittance du verre en fonction de la densité de dépôt de poussière [Elminir *et al.*, 2006] .

Sulaiman *et al.* [Sulaiman *et al.*, 2011] ont étudié l'effet de la poussière sur les modules photovoltaïques utilisant des particules de poussière artificielle avec une source de lumière. L'expérience a été menée dans les conditions contrôlées du laboratoire sur un module PV polycristallin de 50 Wc. Ils ont constaté que le dépôt de poussière a causé une réduction qui dépasse les 18 % de la puissance maximale et 50 % du rendement.

Kaldellis et Kapsali [Kaldellis et Kapsali, 2011] ont étudié expérimentalement l'effet de trois polluants atmosphériques représentatifs (particules de terre rouge, de calcaire et de la cendre carbonée) sur les performances d'une paire identique de modules photovoltaïques polycristallins connectés en série. Selon les résultats obtenus, une réduction considérable de la performance énergétique du module PV est enregistrée. Cette réduction dépend de la composition des particules constituant les polluants. Pour une densité de dépôt de 1 g/m^2 , la plus forte réduction (en termes absolus) du rendement s'est produite pour les particules de terre rouge (2,3 %), tandis que 1,2 et 0,7 % sont les pourcentages de diminution respectifs du calcaire et de la cendre carbonée (figure 2.9). Par la suite, ils ont proposé un modèle théorique comme un outil d'analyse de l'effet attendu de la pollution atmosphérique sur les performances des modules PV. Le modèle simule l'effet de la poussière sur le rapport du rendement entre un module propre et un module couvert de poussière. Cette relation présente un comportement exponentiel (négatif) et peut être estimé en définissant les valeurs appropriées pour les paramètres du modèle proposé, sur la base de la composition de la poussière existant dans la région où les modules PV sont installés. Le rendement du module couvert de poussière (η_p) est donné par l'équation 2.5.1.

$$\eta_p = \eta_0 (1 - \exp(-\chi \Delta M)) \quad (2.5.1)$$

Avec :

η_0 : le rendement dans les conditions propres,

χ : paramètre qui dépend de la nature de la poussière,

ΔM : la densité de dépôt de poussière (g/m^2).

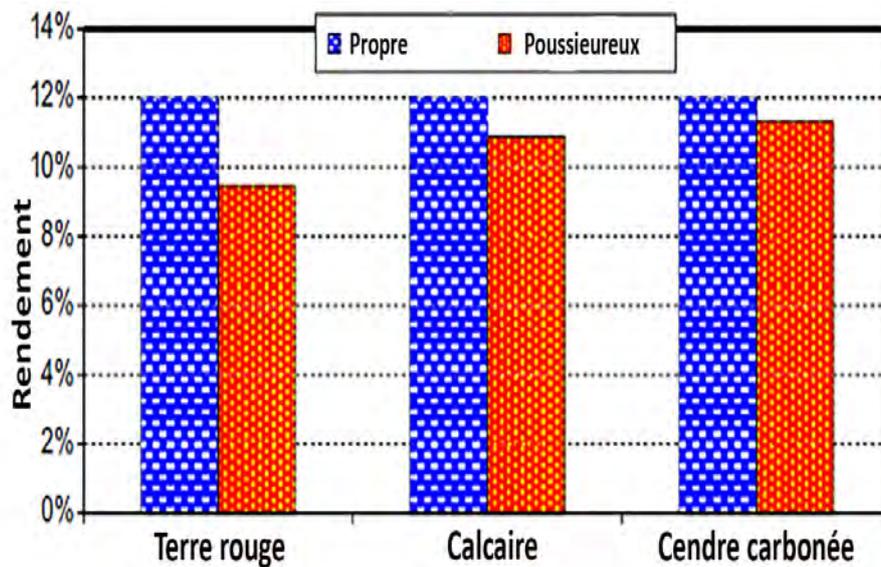


FIGURE 2.9 – Rendement entre le module propre et celui poussiéreux pour 1 h dans le cas d'un dépôt de poussière égale à $1 g/m^2$ et dans l'éclairement égale à $800 W/m^2$ [Kaldellis et Kapsali, 2011] .

Cabanillas et Munguía et al. [Cabanillas et Munguía, 2011] ont expérimentalement étudié l'effet du dépôt de poussière naturelle dans l'atmosphère sur le rendement électrique de trois technologies de modules photovoltaïques (silicium monocristallin, silicium polycristallin, silicium amorphe). Ils ont analysé les particules de poussière et la puissance de sortie des modules PV dans le cas où les modules sont couverts de poussière et dans le cas où ils sont propres. Pour une période de 90 jours, les densités de dépôt de poussière sont de $1,177 g/cm^2$, $1,238 g/cm^2$ et $2,326 g/cm^2$ pour les modules monocristallin, en polycristallin et amorphe respectivement. Ils ont trouvé une gamme de diamètres allant de $0,4$ à $400 \mu m$ des particules de poussière accumulées sur les modules. Les particules de poussière qui représentent la plus grande fraction du volume total ont un diamètre autour de $19,76 g/m^2$. Dans le cas du monocristallin et du polycristallin, la réduction maximale de la puissance de sortie a une valeur comprise entre 4 %

et 7 %. Cependant, pour le module en amorphe, cette réduction est estimée entre 8 % et 13 %.

Adinoyi et Said [Adinoyi et Said, 2013] ont exposé des modules photovoltaïques en silicium monocristallin et polycristallin dans le climat de l'est de l'Arabie Saoudite (Dhahran) dans le but d'étudier l'effet de la poussière. Les résultats ont montré que la puissance générée pour un module diminue de plus de 50 % si aucun nettoyage n'est réalisé pour une période qui dépasse les 6 mois. Une tempête de poussière unique peut réduire la puissance de sortie du module PV de 20 %. Cette diminution ne dépend pas seulement de la période d'exposition du module mais aussi de la fréquence et l'intensité de poussière. Ils ont recommandé le nettoyage des modules une fois toutes les deux semaines. Cependant pour une tempête de sable, les modules doivent être nettoyés immédiatement.

Ndiaye *et al.* [Ndiaye *et al.*, 2013b] ont étudié l'influence de l'accumulation de la poussière sur la surface de deux modules PV en silicium de technologies monocristallin et polycristallin sur leurs performances après une période d'une année de fonctionnement dans les conditions environnementales de Dakar (Sénégal). Les résultats ont montré que la poussière réduit grandement les performances des deux technologies. La puissance maximale a diminué de 18 % et 78 % pour le module polycristallin et monocristallin respectivement. Les caractéristiques I-V des deux modules après un an d'exposition sous la poussière naturelle sans nettoyage sont fortement modifiées (figure 2.10). Ils ont conclu que pour les modules exposés dans un environnement sahélien comme celui de Dakar, le nettoyage des modules photovoltaïque doit être intégré dans le plan périodique de maintenance préventif.

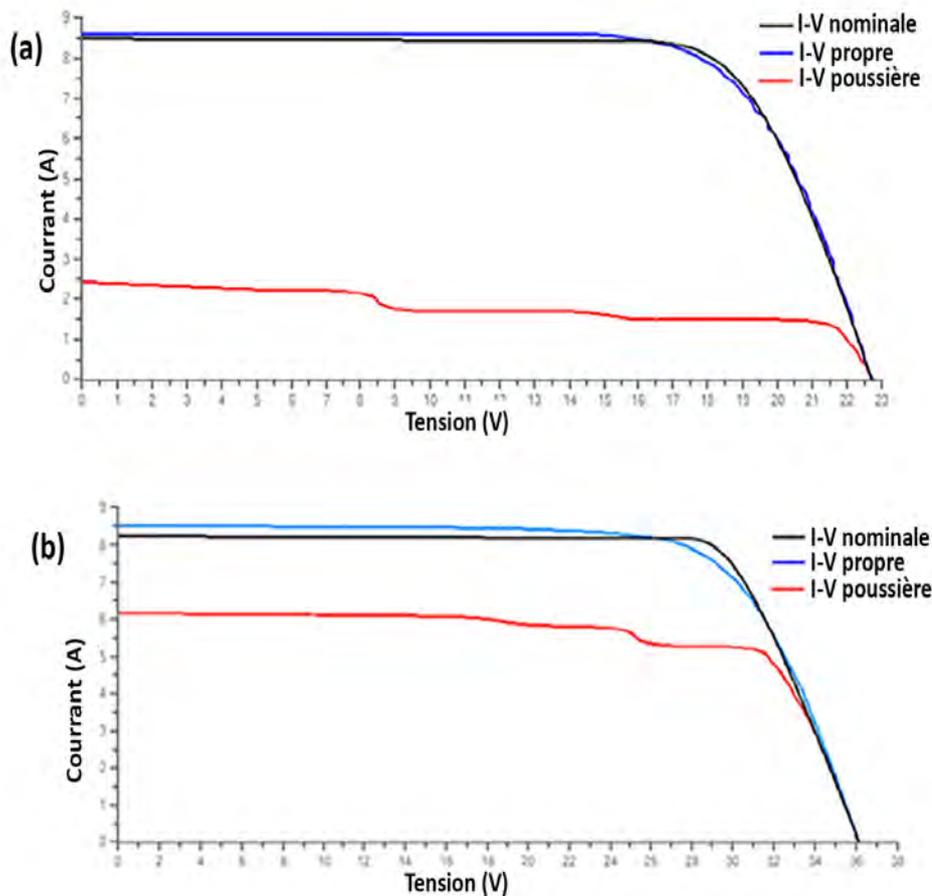


FIGURE 2.10 – Courbes I-V des deux modules PV dans les conditions propres et poussiéreux (une année d'exposition) (a) module monocristallin (b) module polycristallin [Ndiaye *et al.*, 2013b].

Sayyah *et al.* [Sayyah *et al.*, 2014] ont reporté les méthodes de nettoyage de la poussière de la surface des modules photovoltaïques. Les principales méthodes de nettoyage sont :

- le nettoyage naturel dû à la pluie et le vent et aux forces gravitationnelles ;
- le nettoyage manuel : pulvérisation d'eau, jets d'eau à haute pression, brossage après lavage etc. ;
- le nettoyage automatique qui consiste au mécanisme de nettoyage avec des robots ou des machines commandées ;
- traitement passif de surfaces : généralement avec un revêtement antisalissure pour augmenter l'efficacité du nettoyage naturel.

Weber *et al.* [Weber *et al.*, 2014] ont évalué la dégradation des performances due à l'accumulation de la poussière d'un système PV constitué de 7 modules polycristallins. Le système est installé dans l'environnement de Mexico (Mexique). Le taux de dépôt de poussière moyen journalier est de $65 \text{ g/m}^2/\text{j}$ de la semaine 48 de 2012 à la semaine 18 de 2013. Ils ont trouvé une réduction journalière supplémentaire de 0,25 % de la puissance maximale. Ainsi, la réduction des performances pour 60 jours a été estimée à 15%. La réduction journalière des performances entraîne une perte annuelle de la production estimée à 3,6%.

Ferrada *et al.* [Ferrada *et al.*, 2015] ont étudié la performance d'un système PV pour une période de 18 mois dans les conditions climatiques désertique de Antofagasta (Chili). Deux technologies de modules PV sont utilisés pour l'analyse : le silicium monocristallin et l'amorphe microcristallin. Ils ont analysé l'effet de l'accumulation de la poussière sur les performances du système de PV. Leurs résultats ont montré que l'indice de performance du système composé de module en amorphe s'est amélioré de 25 % en hiver et 21 % en été après le nettoyage. Cependant, cette amélioration était de 21 % en hiver et 9 % en été pour le monocristallin. Ils ont conclu que l'effet de l'accumulation de la poussière a été plus sévère pour le a-Si que pour les modules sc-Si PV.

Charabi *et al.* [Charabi et Gastli, 2013] ont proposé une nouvelle approche visant à intégrer l'effet de la température et de la poussière dans le choix du lieu d'implantation des champs PV de grande capacité en utilisant la logique de Fuzzy et l'évaluation basé sur les systèmes d'information géographiques. Le modèle de prévision météorologique numérique (*Numerical Weather Prediction Model COSMO*) est utilisé pour simuler la variation annuelle de la température et de la profondeur optique d'aérosols (*Aerosol Optical Depth AOD*). L'analyse de la pertinence des sites (*land suitability analysis*) pour la mise en oeuvre des grandes centrales photovoltaïques est effectuée dans le cas d'Oman. Ils ont trouvé que plusieurs zones sont déclassifiées à cause des températures élevées et de la présence permanente de la poussière. Les zones très appropriées ont diminué significativement de 81 % après avoir tenu compte des contraintes de la température et de la poussière.

Elnozahy *et al.* [Elnozahy *et al.*, 2015] ont examiné expérimentalement l'effet du nettoyage et du refroidissement automatiques sur les performances d'un système PV installé dans l'environnement aride d'Alexandrie (Egypte). La comparaison est réalisée entre deux modules PV identiques de 80 Wc dont l'un est nettoyé et refroidi automatiquement. Ils ont constaté que le module refroidi et nettoyé a un rendement de 11,7 % contre 9 % pour le module sans refroidissement et sans nettoyage. De plus, la puissance de sortie maximale produite par le module refroidi et nettoyé est 89,4 W contre 68,4 W pour le module non refroidie et non nettoyée (figure 2.11).

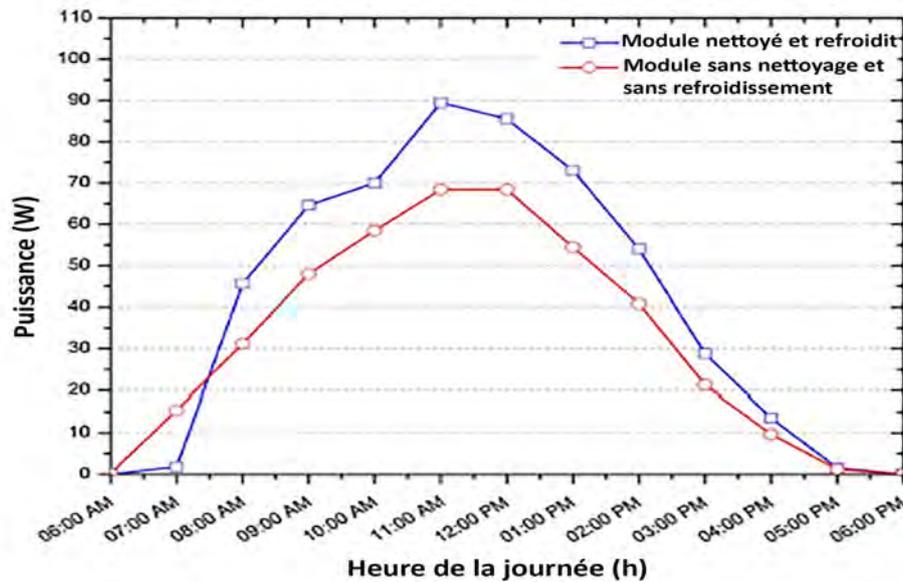


FIGURE 2.11 – La puissance de sortie du module refroidi et nettoyé contre celle du module non nettoyé non refroidi pour les mesures d'une journée [Elnozahy *et al.*, 2015].

Klugmann-Radziemska [Klugmann-Radziemska, 2015] a examiné l'effet de la poussière sur 2 modules PV en silicium polycristallin. L'expérience est réalisée dans les conditions contrôlées du laboratoire avec un éclairage constant de 1000 W/m^2 . Les courbes I-V sont déterminés pour les modules propres et les modules couverts de poussière (figure 2.12). L'épaisseur de la couche de poussière est utilisée pour quantifier l'effet de la poussière accumulée sur les modules. La perte relative du rendement du module PV est évaluée à 25,5 % par micromètre de poussière.

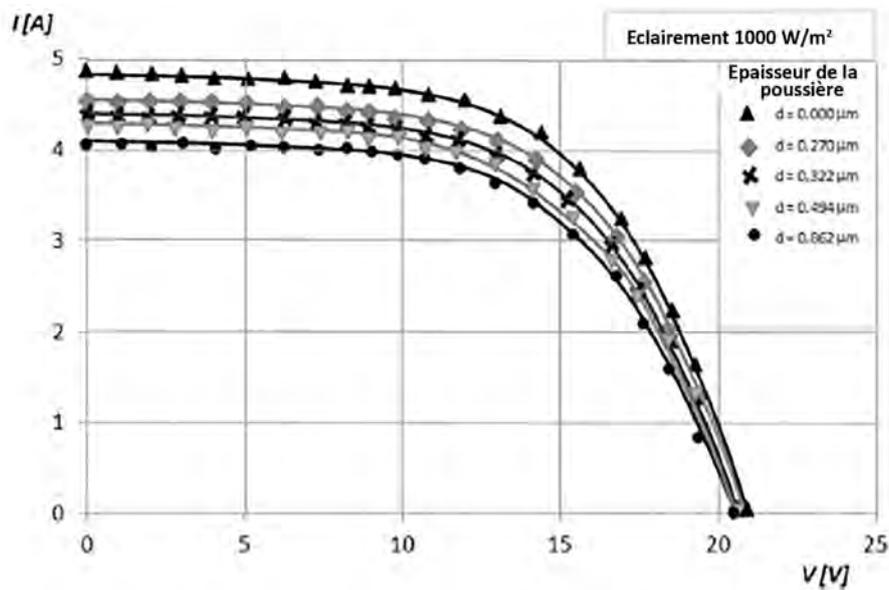


FIGURE 2.12 – Courbe I-V du module PV pour différentes épaisseurs de la couche de poussière [Klugmann-Radziemska, 2015].

2.6 Effet de l'humidité

Dans l'analyse de l'effet de l'humidité, deux scénari distincts doivent être pris en considération. Le premier consiste à l'effet des particules de vapeur d'eau présentes dans l'atmosphère sur de l'éclairement solaire [Mekhilef *et al.*, 2012]. Le deuxième est la pénétration de l'humidité dans l'enceinte où se trouve les cellules dans le module photovoltaïque [Quintana *et al.*, 2002] qui est la plus grande cause de la corrosion dans les modules. La corrosion est aussi la cause de 45,3 % des défaillances dans les modules PV [Wohlgemuth *et al.*, 2005].

Gwandu et Creasey [Gwandu et Creasey, 1995] ont examiné l'effet de l'humidité sur la réception des rayonnements solaires et l'effet résultant sur la puissance électrique générée. L'étude est réalisée sur un module photovoltaïque constitué de 33 cellules connectées en série dans les conditions de la région tropicale du Nigeria (climat chaud et humide). La relation établie entre l'humidité relative et l'éclairement solaire est une fonction non linéaire ; ce qui est en accord avec la distribution non uniforme et la taille aléatoire des particules de vapeur d'eau. Cependant l'effet de la concentration de la poussière dans l'atmosphère n'a pas été pris en compte ; alors que les particules de poussière ont un effet similaire que l'humidité sur l'éclairement solaire.

Tan *et al.* [Tan *et al.*, 2010] ont étudié l'effet de l'humidité sur les performances des cellules en silicium amorphe. Les cellules sont soumises à un test de fiabilité accéléré humidité-

température ($85\text{ }^{\circ}\text{C}$ \ 85 % HR (humidité relative)). Les caractéristiques I-V sont mesurées avant et après le test de fiabilité (courant de court-circuit, tension de circuit ouvert et puissance maximale). Les échantillons sont placés en chambre humide et leurs caractéristiques sont évaluées respectivement après 24, 48 et 120 heures d'exposition dans la chambre. A partir des résultats expérimentaux sur la dégradation subie par les cellules photovoltaïques, le courant de court-circuit et la puissance maximale ont été grandement dégradés pour tous les échantillons durant le temps de test (figure 2.13). Cependant l'effet de l'humidité sur la tension de circuit ouvert a été négligeable. La dégradation des performances des cellules photovoltaïques due à l'humidité est le résultat des surfaces inactives dans la cellule, ce qui conduit à la dégradation du courant de court-circuit et de la puissance maximale.

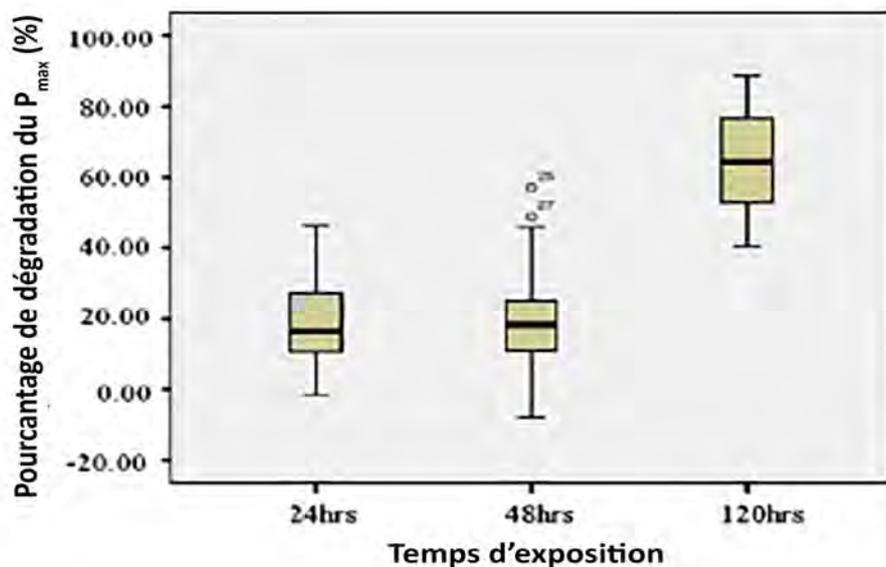


FIGURE 2.13 – Boîte à moustaches de la dégradation de la puissance maximale de sortie après le test d'exposition en chambre humide [Tan *et al.*, 2010]

Park et Oh [Park *et al.*, 2013] ont investigué l'effet de la température et de l'humidité sur la dégradation des modules PV utilisant 5 types de tests accélérés humidité- température ($85\text{ }^{\circ}\text{C}$ \ 85 % HR, $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ \ 85 % HR, $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ \ 85 % HR, $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ \ 75 % HR et $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ \ 65 % HR). Ils ont trouvé que la puissance maximale diminue linéairement avec le temps de test.

2.7 Effet d'autres paramètres : ombrage partiel

Dans des conditions d'éclairage optimales ($1000\text{W}/\text{m}^2$), les cellules solaires en silicium auront une tension comprise entre 0,5 V et 0,7 V. De ce fait, les modules PV sont le plus souvent

constitués de cellules connectées en série dans le but d'augmenter la tension globale du module et faciliter l'exploitation de la puissance. Ainsi les tensions des cellules vont s'ajouter et le courant traversant les cellules sera identique. L'ombrage d'une cellule engendre dans ces conditions une perte importante de puissance du module PV. Lorsque la différence de courant entre les cellules non ombragées et la cellule ombragée est importante, la tension aux bornes de la cellule devient négative et passe en fonctionnement récepteur [El Basri, 2013]. Dans ce cas, la puissance excessive sera dissipée dans la cellule ombragée sous forme de chaleur ce qui peut conduire au phénomène du point chaud (*hotspot*) causant des dommages permanents dans la cellule. Ombrager une partie d'un module PV a un effet direct sur la courbe P-V. Même si une très faible partie du module ou de la cellule est à l'ombre, une diminution importante de la puissance produite en est alors la conséquence. Cet ombrage partiel peut être dû à un autre module, à des arbres, à des bâtiments etc. Pour atténuer l'effet de l'ombrage sur les performances du module PV, il est nécessaire de mettre une diode de protection appelée diode by-pass en parallèle avec la cellule PV. Généralement, une diode est utilisée toutes les 18 cellules, de sorte que deux diodes sont montés dans une boîte de jonction pour un module PV de 12 V composé de 36 cellules [Notton *et al.*, 2009] (figure 2.14). Dans le cas de la connexion en parallèle des cellules ou modules PV, des diodes anti-retour sont utilisés pour éviter le retour du courant débité par les modules éclairés dans les modules ombragés. La figure 2.15 illustre la courbe de puissance-tension d'un module PV dans les conditions d'ombrage partiel avec et sans diode by-pass.

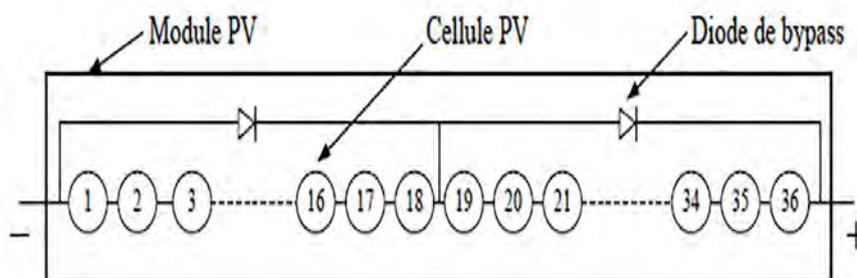


FIGURE 2.14 – Mise en série de cellules PV dans le module avec les deux diodes by-pass [Notton *et al.*, 2009].

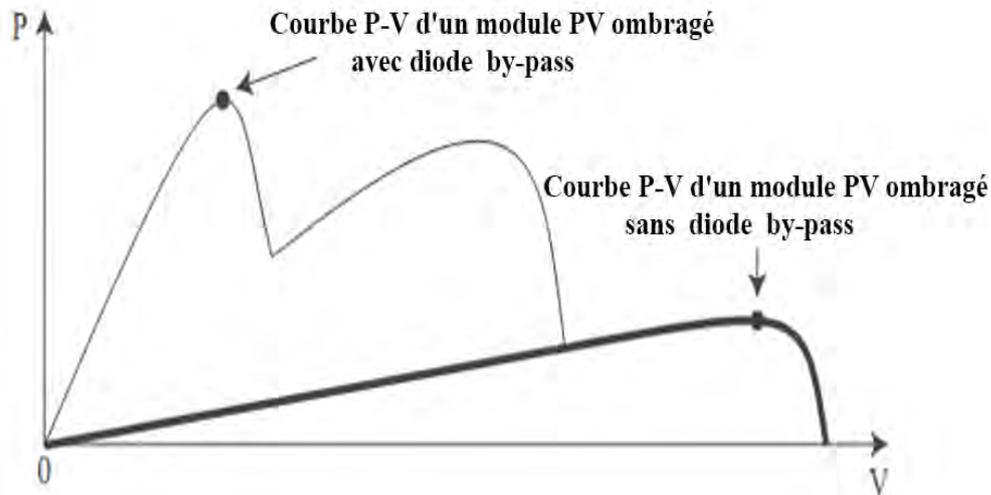


FIGURE 2.15 – Courbes puissance-tension (P-V) d'un module PV dans les conditions ombragé avec et sans diode by-pass [Bidram *et al.*, 2012].

Toutefois, l'ombrage partiel ou total d'un module PV peut être évité par un montage du système PV qui prend en compte tous les obstacles qui se trouvent à proximité des modules PV [Castellano *et al.*, 2015].

2.8 Conséquences sur les performances à long terme et dégradation

La fiabilité et la durée de vie sont des aspects centraux dans le développement des technologies PV. Sur le long terme, les performances des modules photovoltaïques sont susceptibles de se dégrader par rapport à celles initiales [Kahoul *et al.*, 2014]. Un module PV est dégradé quand il ne fonctionne plus dans son état optimal (moins de 80 % de la puissance maximale initiale) [Ndiaye *et al.*, 2013a]. La procédure d'évaluation consiste à analyser les dégradations observées de manière à mieux comprendre les mécanismes de défaillance de fonctionnement.

2.8.1 Modes de dégradations et effet des paramètres climatiques

Durant leur temps d'opération, les performances des modules PV peuvent se dégrader progressivement, principalement à cause des facteurs climatiques. Les facteurs climatiques qui causent la dégradation des performances de modules PV sont :

- l'humidité ;

- la température ;
- l'irradiation ultraviolette (UV) ;
- la poussière.

Chacun de ces facteurs climatiques peut causer un ou plusieurs modes de dégradation tels que :

- la décoloration : elle se traduit par un changement de couleur du polymère utilisé pour son encapsulation et du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Elle provoque une modification de la transmittance de l'encapsulant et par conséquent une dégradation des performances du module PV. Les rayons ultraviolets combinés à l'eau sous des températures d'exposition supérieures à 50 °C est la principale cause de la décoloration. Ces conditions provoquant ainsi un changement de la structure chimique du polymère encapsulant les cellules PV ;
- la délamination : elle traduit la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre. Elle représente un problème majeur car elle entraîne l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module PV. La délamination est plus fréquente dans les climats chauds et humides ;
- la corrosion : elle est provoquée par la pénétration de l'humidité à travers les bords du module PV. La rétention de l'humidité dans l'enceinte du module PV augmente la conductivité électrique du matériau. La corrosion attaque les connexions métalliques des cellules du module PV provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une dégradation des performances. La pénétration de l'humidité attaque aussi la boîte de jonction du module PV contenant les diodes de protections. La corrosion et la délamination sont connues comme étant les causes les plus fréquentes de la dégradation des modules PV ;
- le PID (*Potentiel Induced Degradation*) : ce phénomène est accompagné d'une dégradation rapide et inexplicée de la puissance. Cette diminution du rendement des modules, pouvant atteindre plus de 20 % en quelques mois, n'est ni due à un vieillissement classique des modules, ni à une mauvaise installation du module. La tension d'un système PV peut atteindre plusieurs centaines de volts selon la grandeur du champ PV. Afin de protéger les personnes contre les chocs électriques, toutes les structures métalliques des modules PV sont souvent mises à la terre. Ainsi, il peut arriver des courants de fuite dus à un défaut d'isolation entre la structure et les cellules PV. De ce phénomène peut découler une polarisation susceptible de dégrader les caractéristiques électriques des modules PV. La

dégradation des performances en raison du PID dépend des conditions météorologiques et de la configuration du système (tension du système), ainsi que les paramètres de conception des modules PV. Les facteurs climatiques favorisant le PID sont l'humidité et la température ;

- le LID (*Light-Induced degradation*) : c'est une dégradation de la puissance initiale connue comme la stabilisation de puissance après quelques heures d'exposition au rayonnement solaire. Selon la technologie, cette dégradation peut atteindre 20 % au bout de quelques mois d'exposition. Cette dégradation est causée par la recombinaison des porteurs mineurs dans le substrat de silicium [Lindroos et Savin, 2016].
- les points chauds ou *hotspots* : les conditions météorologiques telles que l'ensoleillement inhomogène (ombrage d'une ou plusieurs cellules), la température élevée, les dépôts de poussière, la neige, la pluie et les dépôts de feuilles mortes représentent des facteurs favorisant l'apparition des points chauds. Les points chauds apparaissent dans le module PV dans le cas de destruction des diodes by-pass protégeant le module de l'effet de l'ombrage ;
- les bulles : elles sont généralement dues aux réactions chimiques qui dégagent des gaz dans le module et qui se retrouvent piégés à l'intérieur de celui-ci. Ce type de dégradation est similaire à la délamination, mais dans ce cas, la perte d'adhérence du polymère encapsulant le module affecte uniquement une petite surface du module et est combinée à un gonflement de la surface dont l'adhérence a été dégradée. Les bulles apparaissent généralement au centre de la cellule et peuvent être dues à une mauvaise adhérence de la cellule PV provoquée par la température élevée. Elles peuvent provoquer la réflexion d'une partie de la lumière qui atteint le module.

La figure 2.16 illustre des modules PV atteints par la décoloration, la délamination, la corrosion, les points chauds et les bulles.

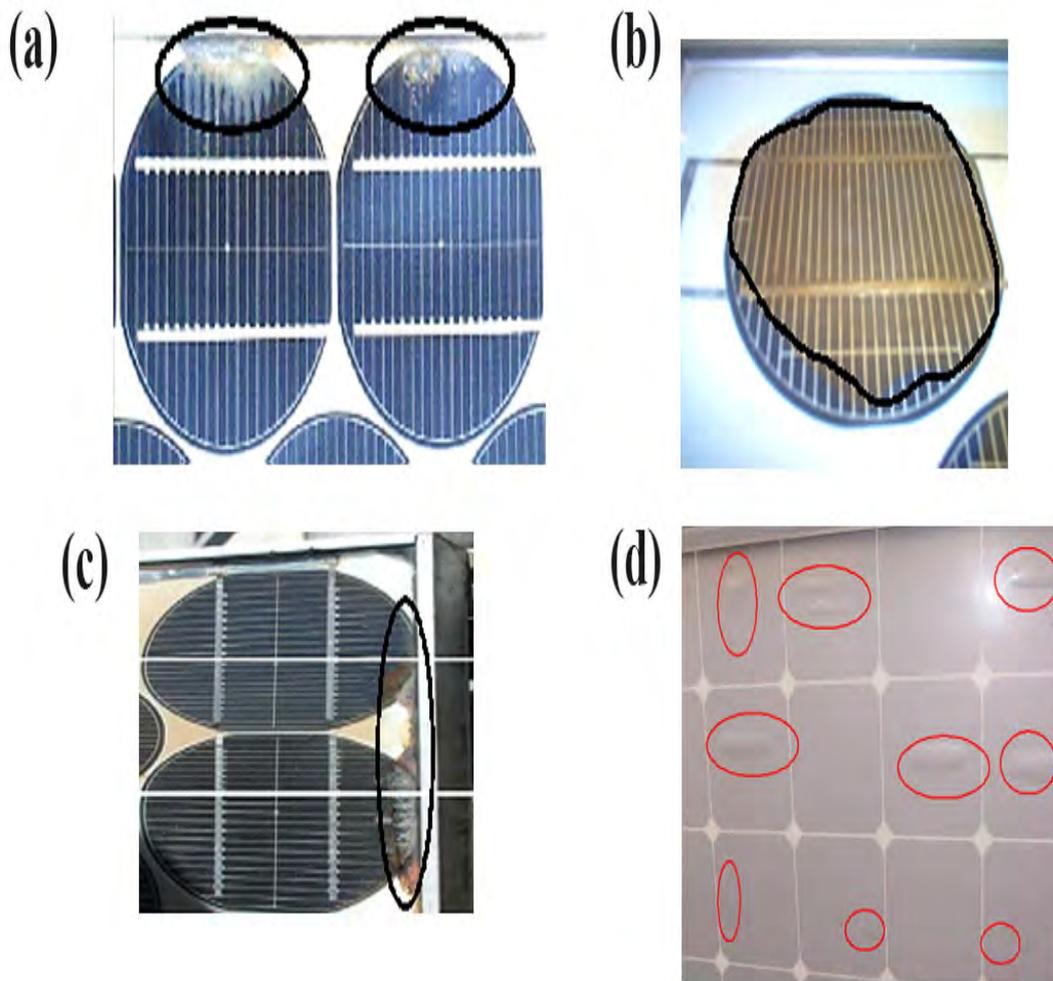


FIGURE 2.16 – Modules PV atteints par la délamination (a), la décoloration (b), la corrosion (c) et les bulles (d) [Ndiaye *et al.*, 2013a].

2.8.2 Evaluation de la dégradation

La plupart des modes de dégradation influent les paramètres caractéristiques des modules photovoltaïques tels que le courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert, la puissance maximale, le facteur de forme [Van Dyk *et al.*, 2002] ; de manière que toute diminution de ces paramètres suggère une dégradation globale des performances des modules photovoltaïques. L'amplitude de la dégradation dépend de la technologie du module et des conditions climatiques du site d'implantation [Skoczek *et al.*, 2009, Vázquez et Rey-Stolle, 2008].

La dégradation peut être quantifiée à l'aide du taux de dégradation (*degradation rate*)

[Ndiaye *et al.*, 2014]). La dégradation globale des performances est calculée par l'équation 2.8.1.

$$GD = \left(\frac{X_{deg} - X_i}{X_i} \right) \quad (2.8.1)$$

Où :

X_i : correspond à la valeur initiale du paramètre électrique considéré (V_{co} , I_{cc} , P_m et FF),

X_{deg} : correspond à la valeur du même paramètre après la durée de l'exposition.

Le taux de dégradation annuel quantifie la dégradation annuelle moyenne calculé sur les années d'exposition Δt_{exp} du module PV. Il est donné par l'équation 2.8.2.

$$DR = \frac{GD}{\Delta t_{exp}} \quad (2.8.2)$$

Chandel *et al.* [Chandel *et al.*, 2015] ont présenté les résultats de la dégradation de modules PV en sc-Si d'un système de pompage solaire après 28 ans d'exposition dans l'environnement de l'ouest de l'Inde. Ils ont trouvé un taux de dégradation égale à 1,4 %/année. Ils ont également constaté la présence de plusieurs modes de dégradation au niveau des modules, tels que la décoloration sévère, la délamination, les bulles dans l'arrière du module et les hotspots.

Kaplanis et Kaplani [Kaplanis et Kaplani, 2011] ont trouvé que pour une période de 20 ans d'exposition dans le climat de Patras (Grèce), les performances de modules PV en silicium sont encore très bonnes et leur durée de vie semble être allongée d'environ 5 à 10 ans. Après comparaison avec les résultats d'autres chercheurs, ils ont conclu que le vieillissement des modules est inévitable pour tous les types de modules PV et que dans les conditions climatique extrêmes, les dommages mécaniques et la décoloration apparaissent plus rapidement que dans les climats modérés.

Pour 150 modules PV en silicium cristallin, Sakamoto et Toshimitsu [Sakamoto et Oshiro, 2003] ont trouvé des taux de dégradation inférieurs à 0,5 %/année. Ils ont identifié 3 modes de dégradation dominants : les défauts visuels causés par la délamination, un mode accompagné d'une diminution du facteur de forme et un autre mode accompagné d'une diminution du courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert.

Après une durée de 12 années d'exposition dans les conditions de Malaga (Espagne) , Sánchez-Friera *et al.* [Sánchez-Friera *et al.*, 2011] ont trouvé une dégradation totale de la puissance nominale égale à 11,5 % pour des modules PV en silicium cristallin.

Adiyabat *et al.* [Adiyabat *et al.*, 2010] ont réalisé une étude sur la performance de deux modules PV exposés aux conditions du désert de Gobi (Mongolie) pour une période de 6 années. Le taux de dégradation est estimé en termes d'indice de performance (rapport entre les rende-

ments réelle et théorique). Ils ont trouvé un indice de performance égale à $-1,5/\text{année}$ après les 6 années d'exposition dans l'environnement de Gobi.

Ndiaye *et al.* [Ndiaye *et al.*, 2014] ont évalué la dégradation globale des caractéristiques puissance-tension (P-V) et courant-tension (I-V) dans les conditions STC de 4 modules photovoltaïques (2 modules en silicium monocristallin et 2 modules en silicium polycristallin) installés à Dakar (Sénégal) durant plusieurs mois (16 à 48 mois) de fonctionnement. La puissance maximale présente le taux de dégradation le plus élevé (0,22 jusqu'à 2,56 % par année), alors que la tension de circuit ouvert n'est pas dégradée pour les modules photovoltaïques étudiés dans les différentes périodes d'exposition.

Ils est à noter que les investigations réalisés sur la dégradation des modules ont donné un $GD=0,7\%$ par an à Florida (USA) pour les modules monocristallins et polycristallins [Osterwald *et al.*, 2002] contre 0,3 à 3 % en Afrique subsaharienne [Ndiaye *et al.*, 2014]. Cette différence est due à la différence des conditions climatiques entre les deux régions.

Dans le cas des modules en amorphe, Ruther *et al.* [Rüther *et al.*, 2008] ont expérimenté l'exposition de 7 modules PV dans des conditions climatiques distinctes durant 4 années pour déterminer les caractéristiques du LID et de la stabilisation de l'amorphe relativement à l'historique de l'exposition. Ils ont trouvé que les modules PV d'abord déployés sur le site le moins chaud pendant un an, atteignent un état stabilisé et ensuite déployés dans un autre site plus chaud pendant deux autres années, ont connu une récupération considérable de la puissance maximale et du facteur de forme. Cependant, une fois retournés au site de départ, les performances des modules reviennent à leur niveau initial de la première année d'exposition. Ils ont trouvé également que pour tous les modules, à l'exception d'un seul module, les performances sont sous-estimés par leur producteurs de 20 % à 25 % pour prendre en compte l'effet de Staebler-Woronski qui résulte en la diminution de la puissance de sortie après une exposition prolongée aux rayonnements solaires.

Radue et Van Dyk [Radue et Van Dyk, 2010] ont étudié la dégradation de 3 modules PV en amorphe (deux de triple jonction et un de jonction simple) déployé à l'extérieur (Port Elizabeth - Afrique du Sud) pour une période de 14 et 20 mois. Ils ont trouvé que les 3 modules ont montré des signes de dégradation. La dégradation de la puissance maximale était de 22 % et 27 % pour les modules en triple jonction. L'un des 3 modules (module à jonction simple) est le plus dégradé (45 %) et n'a pas présenté des signes de stabilisation après l'initiale dégradation (LID), alors que les performances des autres modules sont stabilisées après le LID avec des variations saisonnières de la puissance maximale.

2.9 Analyse exergetique

L'analyse exergetique, aussi appelée analyse thermodynamique, est un outil de conception et d'évaluation des systèmes énergétiques. Elle est conçue pour évaluer les performances des systèmes qui commencent en équilibre mais qui ne restent pas en équilibre mutuelle avec l'environnement durant le processus de conversion énergétique.

2.9.1 Concept de "l'exergie"

L'analyse exergetique est une technique qui utilise les principes de conservation de la masse et de l'énergie conjointement avec la seconde loi de la thermodynamique pour l'analyse, la conception et l'amélioration des systèmes de conversion énergétiques. Contrairement à l'énergie, l'exergie n'est pas soumis à la loi de conservation (à l'exception des processus idéaux, ou réversibles) [Markqvart et Landsberg, 2002].

Par définition, l'exergie est le maximum de travail (ou d'électricité) fourni à partir d'un système ou d'un flux de matière ou d'énergie par rapport à un environnement de référence. Elle est également une mesure du potentiel d'utilisation d'une forme d'énergie en rapport avec le fait qu'il n'est plus en équilibre thermodynamique avec son environnement de référence [Rosen et Bulucea, 2009].

L'exergie est une quantité qui peut être utilisée pour évaluer les performances des systèmes énergétiques, et peut aider à mieux comprendre les pertes dans un système en fournissant des informations plus utiles et plus significatives que l'énergie fournie. Beaucoup estiment que l'exergie est applicable uniquement aux domaines qui implique un formalisme thermodynamique tels que l'ingénierie mécanique et chimique. Ainsi, l'analyse exergetique est rarement utilisé dans l'ingénierie électrique. Une raison pour laquelle l'exergie n'est pas largement utilisé dans l'ingénierie électrique est que les évaluations thermodynamiques traitent souvent avec de nombreuses formes d'énergie, par exemple, l'électricité, le travail, la chaleur, le potentiel chimique etc., tandis que les évaluations en ingénierie électrique se concentrent souvent sur l'électricité. Dans une telle situation, les flux d'énergie et d'exergie sont identiques, de sorte que les rendements énergétiques et exergetiques ont tendance à être les mêmes et les avantages de l'utilisation des méthodes exergetiques sont moins évidentes. Néanmoins, il y a des avantages. Tout d'abord, les pertes sont identifiés en termes de cause et situées plus précisément avec l'exergie. Deuxièmement, dans les systèmes où des quantités non-électriques sont impliqués, l'évaluation des performance sur la base de l'énergie et de l'exergie diffèrent parfois nettement.

L'exergie peut être associée à plusieurs formes de transferts tels que le transfert de travail,

de chaleur, du flux de matière et autres [Dincer et Rosen, 2012]. Elle est évaluée selon l'environnement de référence. Dans le cas d'un système en équilibre avec son environnement où les conditions d'équilibre mécaniques, thermiques, électriques etc. sont égales à celles de l'environnement, l'exergie est nulle. L'exergie a la caractéristique qu'elle est détruite lorsqu'un processus irréversible se produit. Quand une analyse exergetique est réalisée sur un processus ou un système, les imperfections thermodynamiques sont quantifiées comme pertes de la qualité de l'énergie. Cette méthode d'analyse est adoptée pour identifier les pertes thermodynamiques des systèmes énergétiques.

2.9.2 Analyse énergétique et analyse exergetique

La plupart des systèmes thermodynamiques y compris les systèmes solaires PV, possèdent une énergie, une entropie, et une exergie [Sahin *et al.*, 2007]. L'énergie est conservée au cours d'un processus ; elle change d'une forme à une autre (premier principe de la thermodynamique). En revanche, l'exergie représente l'irréversibilité d'un processus due à l'augmentation de l'entropie (deuxième principe de la thermodynamique). L'exergie est toujours détruite quand un processus implique un changement de température. Cette destruction est proportionnelle à l'augmentation de l'entropie du système et de son environnement [Dincer et Cengel, 2001].

Dans une analyse énergétique, sur la base de la première loi de la thermodynamique, toutes les formes d'énergie sont considérées comme équivalentes. La perte de qualité de l'énergie n'est pas prise en compte. Une analyse de l'exergie, sur la base de la première et seconde loi de la thermodynamique montre les imperfections thermodynamiques d'un procédé, y compris l'ensemble des pertes de qualité de l'énergie. L'exergie traite de la quantité et de la qualité de l'énergie, tandis que l'énergie traite de la quantité seulement [Dincer et Rosen, 2012]. Les différences entre les concepts d'énergie et d'exergie sont résumés dans le tableau 2.3.

Tableau 2.3 – Energie et exergie.

Energie	Exergie
Dépend des paramètres de la matière ou de flux énergétique seulement et ne dépend pas des paramètres de l'environnement.	Dépend des paramètres de la matière ou du flux énergétique ainsi que les paramètres de l'environnement.
Guidé par la première loi de la thermodynamique pour tous les processus.	Guidé par la première loi et la deuxième loi de la thermodynamique pour les processus irréversibles.
Mesure de la quantité.	Mesure de la quantité et de la qualité.

2.9.3 Revue de littérature sur l'analyse exergetique des modules et systèmes PV

L'analyse exergetique est utilisée par plusieurs chercheurs dans l'évaluation des performances des systèmes énergétiques tels que les centrales de turbines à gaz, les processus de séchage et de réfrigération etc. [Kotas, 2013]. Récemment cette méthode a été utilisée dans l'analyse des systèmes énergétiques à sources d'énergies renouvelables. Dans la littérature une première recherche qui analyse les aspects thermodynamiques des systèmes renouvelables est celle de Koroneos [Koroneos *et al.*, 2003]. Plusieurs études ont porté sur l'analyse des performances des systèmes énergétiques à sources renouvelables, parmi elles, on peut citer :

- les systèmes éoliens [Pope *et al.*, 2010, Xydis *et al.*, 2009, Jeya et Anand, 2011, Ahmadi et Ehyaei, 2009, Koroneos et Katopodi, 2011, Baskut *et al.*, 2010, Baskut *et al.*, 2011, Ozgener et Ozgener, 2007] ;
- les systèmes solaires à concentration thermodynamique [Hu *et al.*, 2013, Reddy *et al.*, 2012] ;
- les cuiseurs solaires [Kumar *et al.*, 2012, Ozturk, 2007, Cuce et Cuce, 2015] ;
- les capteurs solaires thermiques [Ajam *et al.*, 2005, Akpinar et Koçyiğit, 2010, Ceylan, 2012] ;
- les capteurs PV/T [Joshi et Tiwari, 2007, Dubey *et al.*, 2009].

Particulièrement, l'analyse exergetique a été appliquée aux systèmes photovoltaïques par plusieurs chercheurs :

- Le rendement exergetique d'un système photovoltaïque installé à Colorado (Etats-Unis) est évalué par Sahin *et al.* [Sahin *et al.*, 2007] pour les données de test à court terme. Le test est réalisé pour une journée. Les données mesurées incluent l'éclairement, la puissance maximale du système, le courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert et la température des cellules. A partir de la courbe courant-tension (I-V), ils ont trouvé que les paramètres varient significativement avec la température des cellules. Le courant de court-circuit subi une grande variation linéaire avec la température. Une relation polynomiale du second degré est observée entre la tension de circuit ouvert et la température du module, mais cette variation n'est pas très importante. Le rendement exergetique varie entre 2 et 8 %.
- Sarhaddi *et al.* [Sarhaddi *et al.*, 2010] ont développé une méthode d'optimisation qui utilise l'analyse exergetique pour déterminer les paramètres de conception qui garantissent les meilleures performances d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin (sc-Si).

Le rendement exergetique optimal du module photovoltaïque est obtenu en fonction des conditions météorologiques (éclairage, température, vitesse du vent) et des paramètres caractéristiques du module (la tension de circuit ouvert, le courant de court-circuit, la surface du module et le coefficient global de transfert thermique etc.).

- Akyuz et al. [Akyuz et al., 2012] ont proposé une approche pour déterminer la valeur maximale des rayonnements solaires qui arrivent sur la surface des modules dans le but d'évaluer le rendement exergetique d'un système photovoltaïque. L'approche fait intervenir la position du soleil durant la journée, le temps et l'angle d'incidence en plus de la température, l'éclairage et la vitesse du vent. Les variations du rendement exergetique sont investiguées en utilisant les données expérimentales de l'éclairage, la température ambiante, la température des modules, la vitesse du vent, la tension et le courant obtenus pour un système photovoltaïque installé en Turquie. Leurs résultats montrent que le meilleur rendement exergetique correspond à la combinaison d'une température ambiante minimale et d'un éclairage global élevé.
- L'analyse exergetique a été appliquée par Vats and Tiwari [Vats et Tiwari, 2012] pour le cas d'un système de capteurs PV/T intégrés sur la toiture d'un bâtiment. Les comparaisons sont faites sur la base d'analyse énergétique et exergetique sur 6 différents modules photovoltaïques. Ils ont observé que l'augmentation de la température du module diminue le rendement maximal dans tous les cas. La température minimale est de 42°C avec un rendement de 16 % dans le cas des modules de cellules à hétérojonction en couches minces. Pour le cas du module en silicium amorphe (a-Si), la température maximale est de 49°C avec un rendement minimal de 6 %.
- Pour un système hybride éolien-photovoltaïque, une étude a été menée par Xydis [Xydis, 2013a] pour évaluer le rendement exergetique. Il a introduit le facteur de capacité exergetique ($ExCF$) qui est le rapport entre l'énergie nette fournie par le système en kWh et la capacité totale installée en kW multipliée par le nombre d'heures de fonctionnement. Les caractéristiques énergétiques et exergetiques de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire sont examinées dans le but d'identifier les variables qui affectent la production du système hybride. Il a identifié la température et les pertes de faibles éclairages et les pertes relatifs à la diminution de la densité de l'air comme les paramètres qui affectent le plus ce genre de systèmes.
- Corre et al. [Corre et al., 2013] ont réalisé une évaluation basée sur les potentiels des énergies renouvelables, notamment le solaire et l'éolien en Europe. L'analyse des données

météorologiques (éclairage, vitesse du vent, température, pression et humidité relative) sont utilisées pour développer des cartes de potentiel énergétique et exergetique.

- Sudhakar and Srivastava [Sudhakar et Srivastava, 2014] ont évalué les rendements énergétiques et exergetiques d'un module solaire photovoltaïque de 36 W en considérant les limites du deuxième principe de la thermodynamique. Les pertes exergetiques durant le processus de conversion électrique sont aussi évaluées. Les paramètres électriques du module photovoltaïque et les conditions de fonctionnement sont intégrés dans le calcul des rendements exergetiques qui varient entre 8 et 10 %.

2.10 Conclusion

Dans ce chapitre, un état de l'art sur l'effet des paramètres environnementaux sur les performances des modules PV a été présenté. Les paramètres climatiques qui influencent les performances des modules PV sont : la température, la poussière, le vent et l'humidité. L'augmentation de la température a un effet direct sur la production de modules photovoltaïques. En effet, le courant de court-circuit augmente légèrement, tandis que la tension en circuit ouvert diminue fortement. Par conséquent, l'augmentation de la température diminue la puissance de sortie des PV modules. Les pertes dues à la température peuvent atteindre 8 % (climat italien). Ces pertes peuvent être plus grandes dans le cas où les modules photovoltaïques sont installés dans un climat très chaud dans la plupart du temps de l'année, par exemple celui des pays sahéliens.

La vitesse du vent est un paramètre qui est rarement inclus dans la prédiction et l'évaluation des performances des modules PV. Cependant, les modèles qui intègrent la vitesse du vent évaluent mieux la performance des modules PV. Les grandes vitesses de vent sont bénéfiques à l'exploitation de modules PV. La circulation du vent contribue à la réduction de la température des cellules photovoltaïques et par conséquent améliore la performance globale des modules PV. En ce qui concerne le type d'installation, la température de fonctionnement des modules PV en montage avec support au sol sont généralement plus faibles que les modules photovoltaïques intégrés en toiture et ceux intégrés au bâtiment.

Le dépôt de poussière et des impuretés peut entraîner une dégradation importante de la transmission de verre du module PV, et par conséquent les performances du module. L'ampleur de cette dégradation dépend de la densité de dépôt et du type de la poussière accumulée ainsi que l'angle d'inclinaison du module et la fréquence du nettoyage naturel en raison de la pluie et du vent. A travers la littérature, il n'existe pas de modèles pour estimer l'effet du dépôt de poussière sur les performances des modules PV à l'exception du modèle proposé par Kaldellis et Kapsali. Cependant, d'autres travaux ont proposé d'intégrer la profondeur optique d'aérosols (*AOD*) et

la température dans le choix du site d'implantation de modules PV. Le nettoyage et le refroidissement automatique ont été aussi proposé pour diminuer la température de fonctionnement des cellules PV et éliminer la poussière accumulé sur les modules PV.

Dans l'atmosphère, l'humidité affecte le rayonnement solaire incident atteignant la surface de modules photovoltaïques. Elle est aussi le paramètre responsable de la corrosion dans les modules photovoltaïques. Les résultats des tests accélérés (température-humidité) ont montré que la pénétration de l'humidité, est responsable de la dégradation de la puissance maximale de sortie des modules PV. Cependant, il n'existe pas d'études révélant que l'humidité affecte les performances instantanées des modules photovoltaïques dans un environnement réel.

Le vieillissement des modules est inévitable pour tous les types de modules PV. Les modules PV sont le sujet de plusieurs modes de dégradation qui affectent un ou plusieurs paramètres de performance. De plus, l'ampleur de cette dégradation dépend des conditions climatiques du site d'implantation ainsi que le type et de la technologie du module PV.

Chapitre 3 :
**Analyse des performances d'un module
photovoltaïque dans un environnement
sahélien**

Chapitre 3

Analyse des performances d'un module photovoltaïque dans un environnement sahélien

3.1 Introduction

Le chapitre 2 a permis de mettre en avant l'importance de la prise en compte des paramètres environnementaux dans le fonctionnement et les performances des modules et systèmes PV. L'objectif de ce chapitre est d'évaluer l'effet de la variation de l'éclairement, de la température et de la dégradation due à la poussière et au vieillissement sur les performances d'un module PV dans les conditions réelles de fonctionnement.

Pour ce faire, deux modules PV identiques ont été installés au CIFRES. Les paramètres météorologiques et les paramètres électriques des modules ont été mesurés pour une durée d'une année. L'analyse des performances est réalisée sur la base du rendement exergetique. Dans un premier temps, l'approche méthodologique utilisée pour faire l'analyse et la plateforme de mesures du CIFRES qui nous a permis de réaliser cette analyse sont présentées. Dans un dernier temps, nous présentons les résultats de l'analyse.

3.2 Analyse des performances

3.2.1 Méthodologie

La puissance de sortie et les performances des modules photovoltaïques sont fortement dépendant de l'ensoleillement, de la température de fonctionnement et l'accumulation de la

poussière et de l'état de dégradation du module PV. Notre étude a porté sur un module monocristallin installé dans les conditions réelles de fonctionnement du site de Dakar. L'approche méthodologique adoptée consiste à :

- acquérir les paramètres météorologiques du site ainsi que les données expérimentales de la production du module PV ;
- analyser l'effet de la température et de l'éclairement sur le rendement exergetique ;
- évaluer le taux des pertes exergetiques thermiques du module PV en fonction de la température ;
- évaluer l'effet de la poussière et la dégradation après l'élimination de l'effet de la température à l'aide du modèle d'Osterwald sur la production du module PV.

Les étapes de l'approche méthodologique sont résumées dans la figure 3.1.

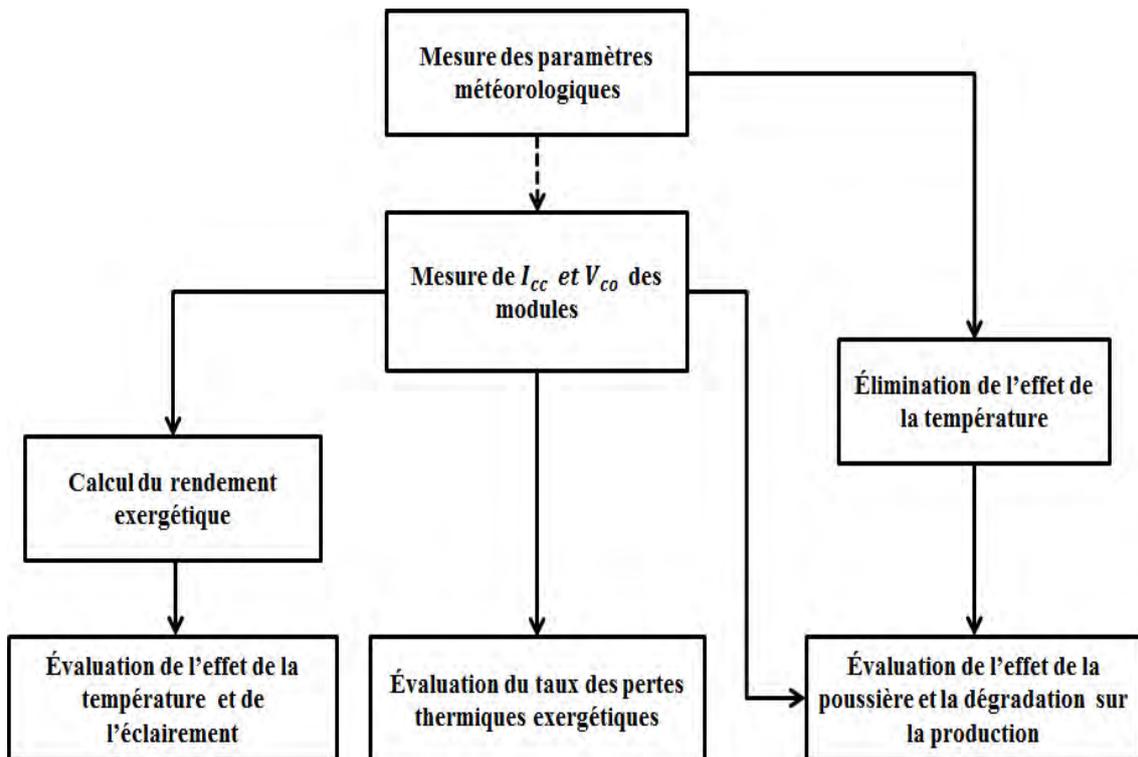


FIGURE 3.1 – Les étapes de l'approche méthodologique.

3.2.2 Analyse exergetique des performances d'un module PV

3.2.2.1 Estimation de la température de fonctionnement du module PV

Généralement les modules photovoltaïques opèrent dans des conditions de fonctionnement différentes des conditions standards de fonctionnement (STC) dont la température de fonc-

tionnement des modules est toujours supérieure à celle dans les STC. L'augmentation de la température ambiante et de l'ensoleillement entraînent l'augmentation de la température de fonctionnement du module (T_C) qui peut être estimée en approximation linéaire par le modèle NOCT (*NOCT-standard-formula*). Le modèle NOCT est donné par l'équation 2.3.8 [Alonso García et Balenzategui, 2004].

3.2.2.2 Le taux exergetique électrique

Pour un module solaire photovoltaïque, l'énergie de la lumière du soleil est convertie directement en électricité. Par conséquent, le taux de l'exergie de sortie du module PV (Ex_{PV}) est le taux exergetique électrique (Ex_{ele}) qui est égale à la puissance électrique produite par le module. Le taux exergetique électrique correspond à la puissance maximale générée par le module photovoltaïque [Notton *et al.*, 2005]. Il est donnée par l'équation 3.2.1.

$$Ex_{ele} = FF \times V_{co} \times I_{cc} \quad (3.2.1)$$

3.2.2.3 Le taux exergetique du rayonnement solaire

Le taux exergetique du rayonnement solaire ($Ex_{radiation}$) qui atteint la surface du module (A) est exprimé suivant le théorème de Petela [Petela, 2003] et donnée par l'équation 3.2.2.

$$Ex_{radiation} = AG \left(1 - \frac{4}{3} \left(\frac{T_a}{T_C} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{T_a}{T_C} \right)^4 \right) \quad (3.2.2)$$

Où T_s est la température au niveau du soleil qui est égale à 5762 K.

3.2.2.4 Le taux des pertes exergetiques thermiques

L'exergie perdue lors du processus de conversion de l'exergie solaire en exergie électrique est sous forme de perte de chaleur de la surface du module PV vers l'environnement. Les modules PV se réchauffent en raison de leur exposition au soleil et émettent une quantité de chaleur dans l'environnement. Cette source de chaleur n'est pas en équilibre avec l'environnement ; et par conséquent a une exergie qui représente les pertes thermiques du module photovoltaïque [Akyuz *et al.*, 2012]. Le taux des pertes exergetiques thermiques (Ex_{losses}) est donnée par l'équation 3.2.3.

$$Ex_{losses} = Q \left(1 - \frac{T_a}{T_C} \right) \quad (3.2.3)$$

Avec : Q , la quantité de chaleur donnée par l'équation 3.2.4.

$$Q = h_{ec}A(T_C - T_a) \quad (3.2.4)$$

Le paramètre h_{ec} est le coefficient d'échange de chaleur convective entre l'environnement et le module et dont l'expression est donnée par l'équation 3.2.5.

$$h_{ec} = 5,7 + 3,8v_w \quad (3.2.5)$$

Dans ce travail la vitesse du vent n'a pas été mesurée et on prend la vitesse du vent dans les conditions nominales de fonctionnement NOCT ($v_w = 1m/s$) pour quantifier les pertes thermiques du module. Les températures (T_s , T_a et T_C) sont exprimés en Kelvin.

3.2.2.5 Le rendement exergetique

Dans le but d'évaluer les performances du système photovoltaïque, on utilise le rendement exergetique. Le rendement exergetique du processus de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique est défini comme le rapport entre l'exergie fournie par le module PV ou le taux exergetique électrique (équation 3.2.1) sur le taux exergetique du rayonnement solaire d'entrée (équation 3.2.2). Le rendement exergetique du module PV est donné par l'équation 3.2.6.

$$\varepsilon_{PV} = \frac{FF \times V_{co} \times I_{cc}}{AG \left(1 - \frac{4}{3} \left(\frac{T_a}{T_C} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{T_a}{T_C} \right)^4 \right)} \times 100 \quad (3.2.6)$$

3.2.2.6 Evaluation des pertes dues à l'accumulation de la poussière et au vieillissement du module PV

Dans le but d'évaluer les pertes dues à l'accumulation de la poussière et au vieillissement, la puissance maximale du module PV est estimée à partir des données du constructeur effectuées dans les conditions standard de test. L'effet de la température sur la production du module est pris en compte par le modèle d'Osterwald [Fuentes *et al.*, 2007]. Le modèle d'Osterwald prend en compte les variations de la température à l'aide du coefficient de température de la puissance maximale [Osterwald, 1986].

La puissance maximale que le module devrait produire dans le cas où il n'est pas couvert de poussière ou dégradé ($P_m(Ost)$) peut être calculée par le modèle d'Osterwald. Elle est donnée par l'équation 3.2.7.

$$P_m(Ost) = P_m(STC) \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \times (1 + \gamma(T_C - T_{STC})) \quad (3.2.7)$$

Les pertes dues à l'accumulation de la poussière et à la dégradation sont quantifiées à l'aide du rapport entre la production réelle du module PV et la production estimée avec le modèle d'Osterwald. Le rapport entre l'exergie électrique réelle mesurée et l'exergie électrique estimée est ainsi calculé par l'équation 3.2.8.

$$R_{p-d} = \frac{\dot{E}x_{ele}}{\dot{E}x_{Ost}} \quad (3.2.8)$$

Avec :

$\dot{E}x_{Ost}$: l'exergie estimée avec le modèle d'Osterwald ;

$\dot{E}x_{ele}$: l'exergie réelle mesurée.

3.3 Description de la plateforme de mesure

La plateforme de mesure est installée dans la région de Dakar et précisément sur le site du centre international de formation et de recherche en énergie solaire (17,28° longitude Ouest et 14,43° latitude Nord). Le climat de Dakar est connu pour ses longues journées ensoleillées (8,25 kWh/m²/j pour le mois le plus favorable et 4,37 kWh/m²/j pour le mois le plus défavorable (Bilal et al., 2007)). La température sur l'année varie entre un minimum de 16,3 °C à un maximum 47,4 °C [Ndiaye, 2013]. La plateforme de mesures est présentée par la figure 3.2. Cette plateforme a été mise en place pour identifier et évaluer la dégradation des modules PV monocristallins dans un environnement sahélien [Ndiaye *et al.*, 2013c]. Dans notre présente étude, les données collectées à partir de la plateforme sont utilisées pour analyser les performances d'un module PV en fonction de la variation des paramètres climatiques (éclairage, température et poussière) dans les conditions sahéliennes de Dakar.



FIGURE 3.2 – La plateforme de mesure du CIFRES.

3.3.1 Paramètres mesurés

La plateforme de mesure collecte continuellement toutes les minutes les paramètres suivants :

- l'éclairement ;
- la température ambiante ;
- l'humidité relative (HR) ;
- la température du module ;
- le courant de court-circuit ;
- la tension de circuit-ouvert.

3.3.2 Éléments et capteurs de la plateforme

Cette plateforme est opérationnelle depuis Avril 2012. Elle est constituée de deux modules photovoltaïques, d'un capteur de l'éclairement, de quatre capteurs de température des modules, d'un capteur de température et d'humidité, de résistances shunt, d'une centrale d'acquisition et d'un ordinateur.

3.3.2.1 Les modules photovoltaïques

La plateforme est constituée de deux modules photovoltaïques identiques (même constructeur, même technologie et caractéristiques techniques identiques). Les modules sont en silicium monocristallin de type verre/cellule/polymère et d'une puissance crête de 30 W. Ils sont installés sur un support métallique (figure 3.2) avec un angle d'inclinaison de 14° par rapport à l'horizontal (inclinaison optimale), une orientation vers le plein sud et à 1,5 mètres du sol. Les spécifications techniques des modules spécifiés par le constructeur dans les conditions STC sont données dans le tableau 3.1. Ces modules n'ont jamais été exposés au rayonnement solaire avant leur installation dans la plateforme.

Tableau 3.1 – Caractéristiques techniques des Modules photovoltaïques (STC).

Paramètre	Valeur	Unité
Puissance Nominale	30	W
Courant de court-circuit	2,24	A
Tension de circuit ouvert	22,5	V
Rendement	12,8	%
FF	0,72	-
Coefficient de température de la puissance	-0,48	$\%/^{\circ}C^{-1}$
Coefficient de température du courant	+0,037	$\%/^{\circ}C^{-1}$
Coefficient de température de la tension	-0,34	$\%/^{\circ}C^{-1}$
Surface des cellules	49	cm^2
Nombre de cellules	36	-
Poids	2,5	kg
Surface	430×545	mm^2

3.3.2.2 Le capteur de l'éclairement

La plateforme permet de mesurer directement l'éclairement global sur le plan incliné de la surface des modules. Pour cela, un pyranomètre de type CM 11 fabriqué par la société Kipp&Zonen est installé au même niveau que les modules comme le montre la figure 3.2. Les caractéristiques du pyranomètre sont données dans le tableau 3.2.

Tableau 3.2 – Caractéristiques techniques du pyranomètre.

Paramètre	Valeur	Unité
Plage de température de fonctionnement	-40 à 90	$^{\circ}C$
Plage de longueur d'onde	350 - 2800	nm
Précision	> 2	%
Résolution	0,001	W/m^2
Coefficient de calibrage	499	$\mu V/W.m^{-2}$

3.3.2.3 Le capteur de la température et d'humidité

Un capteur hygro-thermomètre de type KH-200 DN fabriqué par la société DeltaOhm est installé au niveau de la plateforme à cinq centimètres (5 cm) des modules et à la même hauteur. Il permet de mesurer simultanément la température ambiante et l'humidité relative de l'air dans l'environnement des modules photovoltaïques. Le capteur hygro-thermomètre dispose d'une centrale d'acquisition qui lui permet de collecter et de mémoriser la température et l'humidité pendant une année complète en raison d'un pas de mesure d'une minute. Les caractéristiques techniques du capteur hygro-thermomètre sont données par le tableau 3.3.

Tableau 3.3 – Caractéristiques techniques du capteur hygro-thermomètre.

Paramètre	Plage de mesure	Précision	Résolution
Température	-20 à 650 °C	±0,1°C	0,1°C
Humidité relative	0 - 100 %	±0,1%	0,1%

3.3.2.4 Les capteurs de la température des modules

Les capteurs utilisés pour mesurer la température des modules sont des thermocouples de type K. Deux thermocouples identiques sont placés sur la face arrière de chaque module. Les caractéristiques des thermocouples sont données par le tableau 3.4.

Tableau 3.4 – Caractéristiques techniques des thermocouples.

Paramètre	Valeur	Unité
Plage de mesure	-40 à 750	°C
Précision	±1,5	°C
Résolution	0,1	°C

3.3.2.5 Le système d'acquisition

La collecte et le stockage des données de l'éclairement, des températures, de l'humidité et des courants et tensions par la plateforme sont effectués par une centrale d'acquisition de type Agilent 34970A (figure 3.2) dont les spécifications sont données au tableau 3.5. La centrale d'acquisition est pilotée par le logiciel *Agilent Benchlink Data Logger*. Il permet de spécifier les voies, le pas de mesure et le pas d'acquisition. Un ordinateur (figure 3.2), sur lequel est installé le logiciel *Benchlink Agilent Data Logger*, est relié à la centrale d'acquisition pour permettre la collecte, le stockage et le traitement des données mesurées par la plateforme.

Tableau 3.5 – Caractéristiques techniques de la centrale d'acquisition.

Paramètre	Plage de Tension	Plage de courant	Bande de fréquence
Tension	0 - 300 V	-	3 Hz - 300 kHz
Courant	-	0 - 1 A	3 Hz - 5 kHz

3.4 Résultats et discussion

Pour l'exploitation et l'analyse des données, les journées types sont utilisées. Nous avons exploité dans cette analyse les données de l'éclairement, de la température ambiante, du courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert. La variation journalière de l'éclairement et la température ambiante pour la journée type du mois d'avril 2012 est donnée dans la figure 3.3. La variation journalière de ces paramètres sur l'année est donnée dans l'annexe 2.

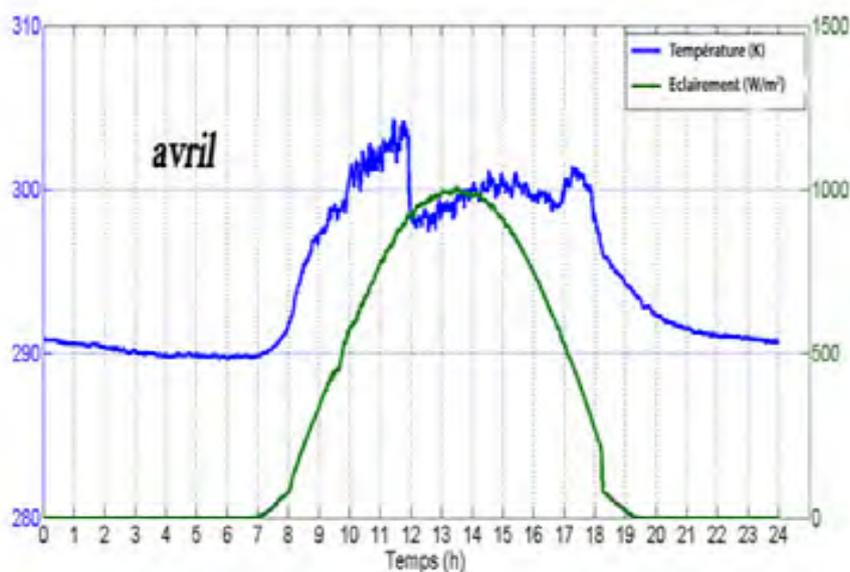


FIGURE 3.3 – Variation journalière de l'éclairement et de la température pour la journée type du mois d'avril 2012.

L'éclairement et la température représentent les paramètres météorologiques les plus influents sur les performances instantanées du module PV. Dans les conditions de surface propre du module PV, la production et le rendement du module dépendront essentiellement de ces deux paramètres. Comme le montre ces figures, la température augmente et diminue simultanément avec l'éclairement. Par conséquent, dans un environnement réel il sera difficile de discerner l'effet de la température de celui de l'éclairement sur les performances du module photovoltaïque.

La variation journalière du taux exergétique électrique et du taux des pertes exergétiques thermiques pour la journée type du mois d'avril 2012 est donnée dans la figure 3.4. La variation journalière sur l'année est donnée dans l'annexe 3. Le taux des pertes exergétiques thermiques lors du processus de conversion est quantifié à l'aide de l'équation 3.2.3. A partir de cette courbe, on peut voir que les valeurs maximales du taux exergétique électrique et du taux des pertes exergétiques thermiques correspondent aux heures de mi-journée où l'éclairement et la température du module sont maximaux (figure 3.4).

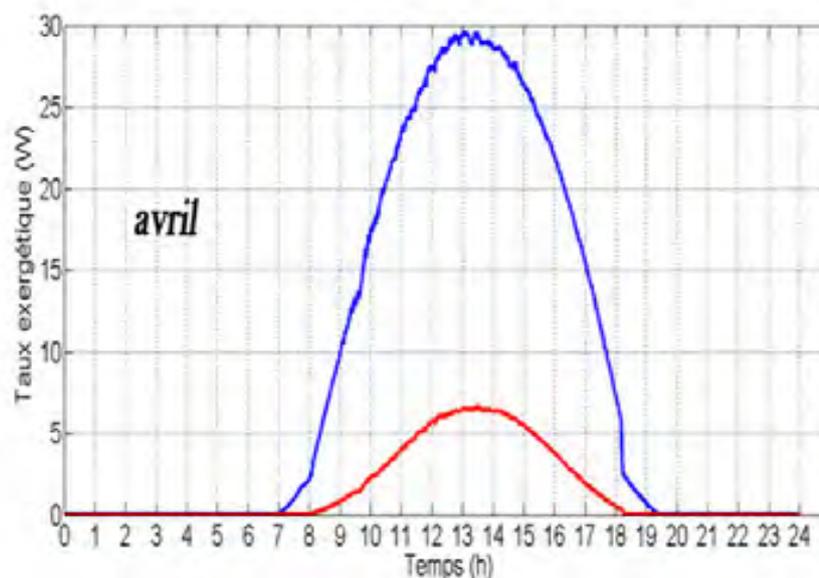


FIGURE 3.4 – Variation journalière du taux exergétique électrique (bleu) et du taux des pertes exergétiques thermiques (rouge) pour la journée type du mois d'avril 2012.

Les pertes exergétiques thermiques en fonction de la différence entre la température du module et la température ambiante ($T_C - T_a$) sont données dans la figure 3.5. A partir de cette figure, on constate que les valeurs maximales du taux des pertes exergétiques thermiques correspondent aux valeurs maximales de la différence des températures.

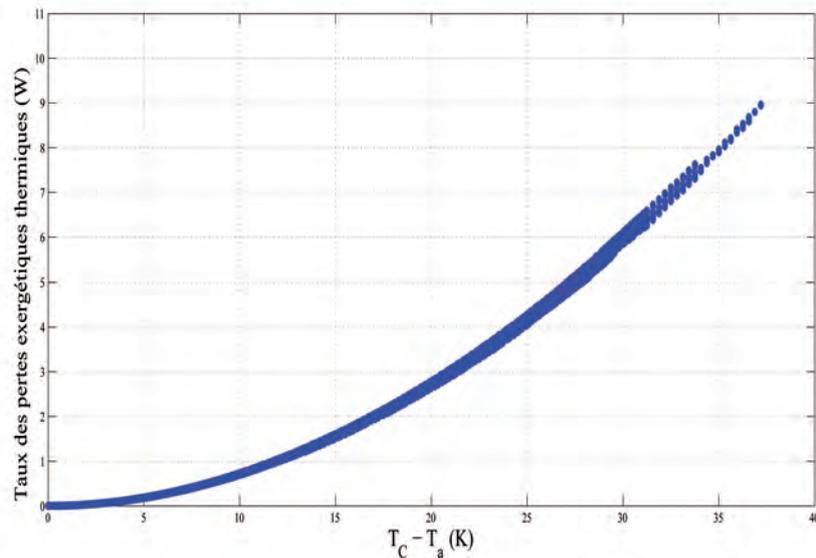


FIGURE 3.5 – Taux des pertes exergetiques thermiques en fonction de la différence des températures ($T_c - T_a$).

Pour évaluer l'effet de la variation des paramètres météorologiques sur le rendement, seules les données d'éclairement supérieurs à 100 W/m^2 des journées types sont sélectionnées. Ceci est réalisé pour éviter l'effet de faible ensoleillement sur le rendement. La variation annuelle du rendement exergetique minimal, maximal et moyen est illustrée dans la figure 3.6. On constate que le rendement varie en fonction de la combinaison éclairement-température durant la journée. Pour les mois de novembre, décembre, janvier, février et mars, le rendement moyen est inférieur au rendement des autres mois de l'année. On constate également que le rendement dans ces mois est toujours inférieur au rendement de référence (Rendement STC). Ceci est dû aux pertes causées par l'accumulation de la poussière sur la surface des modules et de leur état de dégradation. Le module est exposé dans l'environnement réel en Avril. Les mois qui ont enregistré des rendements minimaux correspondent au mois où le module n'a pas subi le nettoyage de la pluie et donc les mois avec le plus de poussière accumulée.

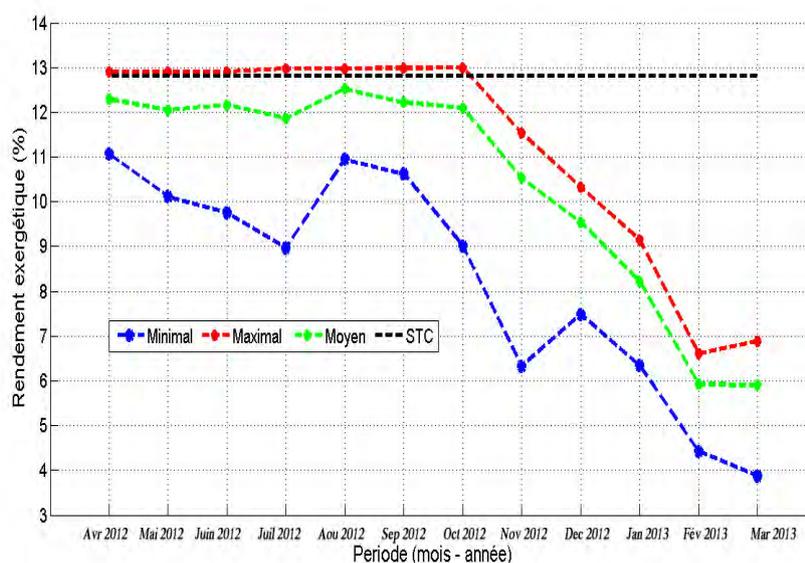


FIGURE 3.6 – Variation annuelle des rendements exergetique minimal, maximal et moyen par rapport au rendement dans les conditions STC.

Afin d'analyser l'effet de la température sur le rendement exergetique, les données du 6 au 18 juin 2012 sont utilisées et les données correspondant aux éclairagements égales à 500 et 900 W/m^2 sont sélectionnées. La variation du rendement exergetique pour les éclairagements constants en fonction de la température est résumé dans le tableau 3.6. A partir des résultats de la figure 3.6 et du tableau 3.6, on peut constater que le rendement exergetique du module PV n'est pas constant et varie dans l'environnement réel selon les paramètres environnementaux. Pour un éclairagement de 500 W/m^2 , le rendement diminue de 4,2 % pour une augmentation de 9,3 K de la température du module (316,2 à 325,5 K) alors que pour 900 W/m^2 ; le rendement diminue de 17,5 % pour une augmentation de 10 K (329,9 à 339,9 K).

Ces résultats montrent que le rendement n'est pas seulement fonction de l'éclairagement mais aussi de la température. En effet, le rendement diminue avec l'augmentation de la température de fonctionnement du module PV. La dépendance du rendement à l'augmentation de la température est plus importante quand l'éclairagement est plus grand. Dans le cadre d'une grande installation photovoltaïque de plusieurs kWc voir des MWc, cette diminution du rendement à cause de la température de fonctionnement peut fortement affecter la production totale du système.

Analyse des performances d'un module photovoltaïque dans un environnement sahélien

Tableau 3.6 – Rendements exergetiques calculés pour les éclairagements de 500 et 900 W/m^2 .

Eclairage (W/m^2)	Température du module (K)	Rendement exergetique (%)
500	316,2	12,6
500	320,4	12,2
500	325,5	12,0
500	321,4	11,8
500	322,0	12,6
500	324,8	12,5
900	329,9	12,5
900	339,9	10,3
900	337,9	12,2
900	336,9	12,2
900	338,9	10,3

Pour analyser l'effet de la poussière et de la dégradation sur les performances du module PV étudié. L'exergie électrique réelle produite par le module et l'exergie estimée dans le cas où il y a pas de dégradation ou de dépôt de poussière sont comparées à l'aide du rapport R_{p-d} . La variation annuelle de ce rapport est donnée dans le tableau 3.7. Les mois de décembre, janvier, février et mars présentent des valeurs de R_{p-d} inférieures à 0,8. Par conséquent, durant ces mois, la dégradation due à la poussière et au vieillissement est la plus visible et dépasse les 20 % de la production du module. Plus particulièrement, cette dégradation a dépassé les 50 % durant les mois de février et mars.

Tableau 3.7 – Valeurs mensuelles du rapport R_{p-d} .

Mois	R_{p-d} (-)
Avril	0,93
Mai	0,93
Juin	0,93
Juillet	0,91
Aout	0,88
Septembre	0,97
Octobre	0,97
Novembre	0,88
Decembre	0,76
Janvier	0,64
Fevrier	0,48
Mars	0,46

Pour mieux exploiter les pertes exergetiques thermiques du module PV, d'autres chercheurs Dubey et al. [Dubey et al., 2009], Good et al. [Good et al., 2015] Su et al. [Su et al., 2009]

ont proposé d'utiliser des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques (PV/T). Ce dispositif transforme le rayonnement solaire absorbé en électricité et la chaleur pourra être utilisée simultanément pour chauffer l'eau ou l'air. Le système PV/T est composé d'un module photovoltaïque intégré à un collecteur thermique solaire qui fournit la chaleur. Le système PV/T profite de la chaleur ce qui permet de générer plus d'énergie par unité de surface. L'intégration des systèmes PV/T peut être un moyen viable qui permet de produire l'électricité en combinaison avec l'air ou l'eau chaude pour des installations dans les bâtiments. D'autres travaux comme ceux de Krauter [Krauter, 2004], Tejwani et Solanki [Tejwani et Solanki, 2010], Odeh et Behnia [Odeh et Behnia, 2009] ont proposé d'éliminer la poussière et de refroidir les modules PV pour améliorer leurs performances. Notamment, Abdolzadeh and Ameri [Abdolzadeh et Ameri, 2009] ont proposé d'envisager l'installation de systèmes d'arrosage de l'eau sur les panneaux photovoltaïques dans les systèmes de pompage pour améliorer leurs performances en abaissant la température des cellules à travers le verre et nettoyer la poussière. Leurs résultats ont montré que l'arrosage pourra diminuer la température de fonctionnement de $23\text{ }^{\circ}\text{C}$ et augmenter le rendement de 3,26 %.

3.5 Conclusion

Ce chapitre a présenté nos travaux sur l'analyse des performances d'un module PV en monocristallin installé dans un environnement réel. La plateforme du CIFRES installé pendant une année dans les conditions environnementales de Dakar, nous a servi comme système d'acquisition des données météorologiques et de production du module PV.

Notre étude nous a permis de quantifier l'effet de la variation de l'éclairement et de la température sur le rendement du module PV. L'effet de l'accumulation de la poussière et de la dégradation du module dues à la durée d'exposition du module a été quantifié. Le taux exergétique électrique de sortie du module PV et le taux des pertes exergétiques thermiques ont été également évalués. Les résultats de cette étude ont montré que le rendement exergétique du module dépend de l'éclairement, de la température et des dépôts de poussière. En effet, le rendement pour un éclairement constant diminue avec l'augmentation de la température de fonctionnement du module. Pour un éclairement de $500\text{ W}/\text{m}^2$, le rendement diminue de 4,2 % pour une augmentation de $9,3\text{ K}$ de la température du module ($316,2$ à $325,5\text{ K}$). Alors que pour $900\text{ W}/\text{m}^2$, le rendement diminue de 17,5 % pour une augmentation de 10 K ($329,9$ à $339,9\text{ K}$).

D'autre part, les mois décembre, janvier, février et mars de l'année ont montré une grande dégradation du rendement moyen, qui est due à l'accumulation de la poussière et au vieillissement des modules. Pour ces mois, les pertes dues à ces deux paramètres ont dépassé les 20 % et pour les mois de février et mars la dégradation a dépassé les 50 %.

Cependant, le rendement est une fonction des paramètres climatiques (éclairage, température, poussière etc.). En outre, ces paramètres sont aléatoires et dépendent de la saison et du moment de la journée. Par conséquent, il est difficile de discerner l'effet de chaque paramètre séparément sur les performances du module PV dans un environnement réel. Dans ce chapitre, l'analyse de l'effet des paramètres environnementaux est menée à l'aide de l'analyse exergétique et réalisée à l'échelle d'un module PV. Nous présentons dans le prochain chapitre l'analyse énergétique des performances d'un système PV de grande échelle raccordé au réseau et les différentes pertes se produisant durant son fonctionnement.

Chapitre 4 :
Evaluation et analyse des performances
d'un système PV raccordé au réseau

Chapitre 4

Evaluation et analyse des performances d'un système PV raccordé au réseau

4.1 Introduction

Nous avons pu voir dans les deux premiers chapitres la déviation des performances des modules PV sous l'influence des paramètres environnementaux. Dans ce chapitre nous allons procéder à l'étude des performances d'un système PV raccordé au réseau. Les performances d'un système PV sont d'une importance capitale pour la maintenance et le suivi du système, afin d'améliorer sa fiabilité et sa productibilité. Le fonctionnement non optimal d'un système PV est causé par la défaillance partielle ou totale d'un ou plusieurs composants du système ou par le fonctionnement dans des conditions environnementales spécifiques. En revanche, la spécification de la cause des défaillances n'est pas une tâche évidente. Un système de suivi consiste à surveiller les grandeurs électriques du système PV ainsi que les paramètres environnementaux du site. L'analyse de ces grandeurs permet d'évaluer les performances du système selon les paramètres de fonctionnement.

L'objectif de ce chapitre est d'évaluer et d'analyser les performances d'une centrale solaire PV dans des conditions météorologiques du site d'implantation. Les performances sont jugées à travers les paramètres de performances (rendement surfacique, rendement du système, indice de performance, les différentes pertes de capture, rendement énergétique du champ PV etc.). L'intérêt d'une telle étude est de fournir des informations précises sur les performances du système PV.

La centrale solaire PV Sheikh Zaed fera l'objet de cette étude. Cette centrale est la première centrale solaire PV à grand-échelle installée en Mauritanie et d'autres centrales seront sans doute installées dans l'avenir. Par conséquent l'étude des performances de ce système donnera

une vision sur la production des systèmes PV dans les conditions environnementales similaires selon la technologie PV utilisée.

Dans ce chapitre, les performances de la centrale PV sont évaluées pour la période d'une année. Premièrement, la configuration et les composantes de la centrale PV sont présentées. Ensuite, nous présentons l'approche méthodologique de l'analyse et ses résultats. Finalement, une comparaison entre les performances de deux champs PV de technologies différentes de la centrale est réalisée ainsi que la comparaison des performances de la centrale par rapport à d'autres centrales et systèmes PV installés dans le monde.

4.2 Présentation de la centrale PV

Grâce au bon gisement solaire de la Mauritanie (ensoleillement annuel entre 1900 et 2 200 $kWh/m^2/an$ [Rújula et Dia, 2010]), l'une des initiatives dans le domaine des énergies renouvelables était de construire une centrale photovoltaïque à grande échelle raccordée au réseau. La centrale Sheikh Zayed est une centrale solaire photovoltaïque de 15 MWc située à 7,7 km au Nord de la ville de Nouakchott, en Mauritanie (18, 15°N ; 15, 98°W). La centrale est mise en oeuvre depuis mars 2013 et a été conçue pour fournir 10 % des besoins électriques de Nouakchott, la capitale du pays. La vue aérienne de la centrale PV est donnée dans la figure 4.1.



FIGURE 4.1 – Vue aérienne de la centrale PV Sheikh Zaed.

La technologie des modules utilisée est celle de couches minces. La centrale est composée de 8 stations d'alimentation désignées comme chambre A à chambre H. Toutes les stations sont

de même types avec deux onduleurs à l'exception de la chambre H, qui a trois onduleurs. La centrale comprend 17 onduleurs pour convertir le courant continu produit par les panneaux PV en courant alternatif et neuf transformateurs éleveurs BT/HTA permettent l'injection sur le réseau HTB à 33 kV. Le tableau 4.1 donne les caractéristiques de la centrale. Cette section décrit les données techniques et les spécifications des composants du système photovoltaïque étudié.

Tableau 4.1 – Caractéristiques de la centrale PV Sheikh Zaed.

Paramètre de conception	caractéristiques
Technologie de modules PV	Couches minces : amorphe et micro-amorphe
Nombre de modules PV	29826
Orientation et angle d'inclinaison	10°, orientation sud
Type installation	Montage fixe dans un champ libre avec supports autonomes
Type d'onduleurs	1 SMA Sunnycentral 500CP XT 16 SMA Sunnycentral 760CP XT
Type de transformateurs	8 CELME 1600 kVA, 50 Hz, 342V \ 33kV 1 CELME 500 kVA, 50 Hz, 270 V \ 33kV

4.2.1 Modules PV

Les modules utilisés sont des panneaux solaires à couches minces. La centrale compte un total de 29826 modules PV fabriqués par Masdar qui sont utilisés pour le projet. Les modules photovoltaïques utilisés ont une surface de 5,72 m², chacun. Deux technologies à couches minces différentes sont utilisées, à savoir, le silicium amorphe (a-Si) et le silicium microamorphe (a-Si\μa-Si), chacun avec plusieurs niveaux de puissance. Pour les modules au silicium amorphe, 4 modules sont connectés en série pour former une chaîne alors que pour les modules au silicium micro-amorphe, 3 modules sont connectés en série pour former une chaîne. Les structures des modules a-Si et a-Si\μa-Si utilisés dans la centrale sont illustrées dans la figure 4.2.

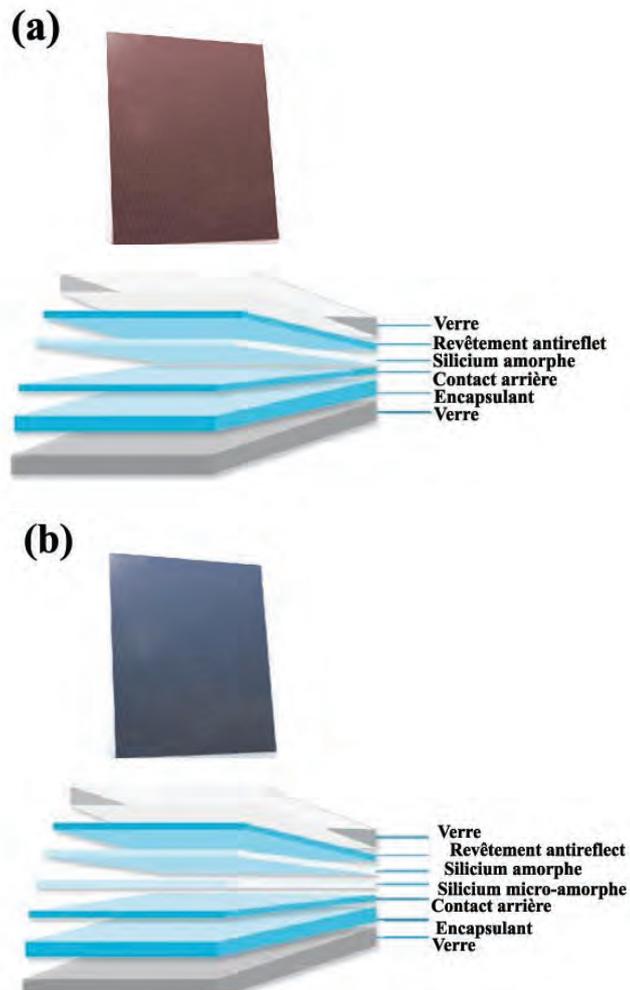


FIGURE 4.2 – Structure des modules utilisés dans la centrale : modules en a-Si (a) et modules en a-Si/μa-Si.

La capacité totale de la centrale PV Sheikh Zaed est de 15 MWc. Les modules PV sont orientés vers le sud, inclinés à un angle de 10°. Les caractéristiques techniques des modules photovoltaïques sont données dans le tableau 4.2. Le tableau 4.2 montre que la centrale est constituée de 12 types de modules avec des puissances crêtes variant entre 410 W_c et 560 W_c .

Tableau 4.2 – Caractéristiques techniques des modules PV dans les conditions standard de test (STC)

Modèle du module PV	Quantité	Technologie	$P_m (W)$	$I_{pm} (A)$	$I_{cc} (A)$	$V_{co} (V)$	$V_{pm} (V)$	$\gamma (\%/^{\circ}C)$
MPV410SXL	1296	a-Si	410	2,25	3,25	197,0	160,0	0,2
MPV420SXL	3690	a-Si	420	2,61	3,30	198,0	161,0	0,2
MPV470MXL	72	a-Si\μa-Si	470	2,17	2,64	283,4	217,0	0,27
MPV480MXL	198	a-Si\μa-Si	480	2,20	2,67	284,3	218,0	0,27
MPV490MXL	936	a-Si\μa-Si	490	2,22	2,71	285,2	220,0	0,27
MPV500MXL	2754	a-Si\μa-Si	500	2,23	2,61	290,0	225,3	0,27
MPV510MXL	6678	a-Si\μa-Si	510	2,24	2,64	292,0	227,7	0,27
MPV520MXL	5670	a-Si\μa-Si	520	2,37	2,81	283,5	219,8	0,27
MPV530MXL	2916	a-Si\μa-Si	530	2,39	2,83	285,2	221,8	0,27
MPV540MXL	3384	a-Si\μa-Si	540	2,41	2,84	287,0	223,8	0,27
MPV550MXL	1962	a-Si\μa-Si	550	2,43	2,85	288,7	225,7	0,27
MPV560MXL	270	a-Si\μa-Si	560	2,46	2,87	290,4	227,7	0,27

4.2.2 Onduleurs et transformateurs

La centrale compte un total de 17 onduleurs (convertisseurs DC/AC) fabriqués et fournis par SMA *Solar Technology*. Il y a deux types d'onduleurs différents : un onduleur de puissance 500 kW (onduleur 17) et 16 onduleurs de puissance 760 kW (onduleurs 1 à 16). La centrale compte un total de neuf transformateurs BT/HTA pour élever la tension à 33 kV . Les transformateurs sont fabriqués par CELME. Les transformateurs transforment la basse tension de sortie des onduleurs ($< 1000V$) en moyenne tension (33 kV). Chaque huit transformateurs de la classe 1600 kVA est relié à deux onduleurs SMA 760 kW et le transformateur 500 kVA est relié à un onduleur SMA 500 kW . Le schéma simplifié de la centrale est donné par la figure 4.3. Le tableau 4.3 montre la répartition des onduleurs et des transformateurs sur les stations. Les caractéristiques techniques des deux types d'onduleurs de la centrale sont données dans le tableau 4.4 et celles des transformateurs sont données dans le tableau 4.5.

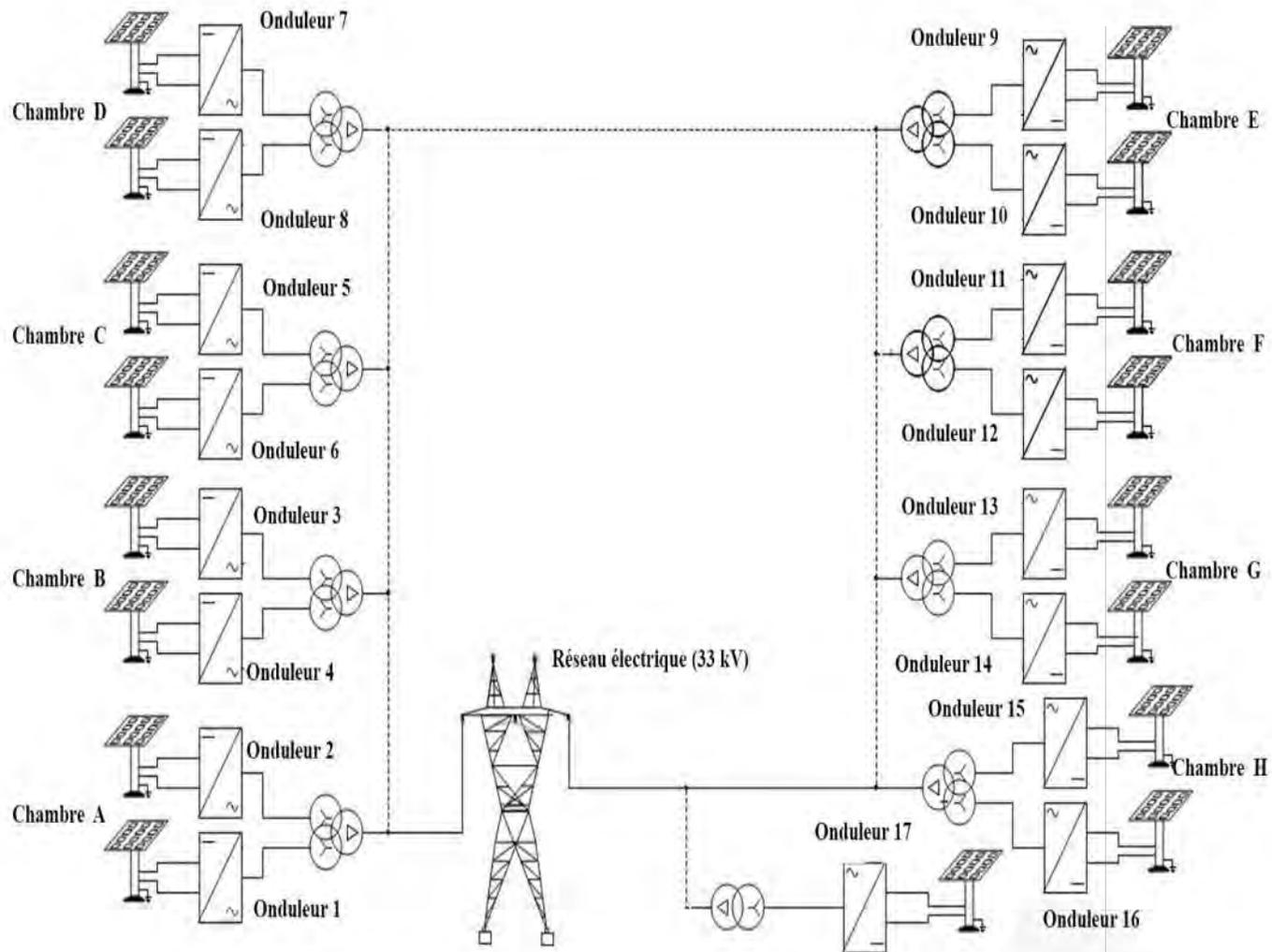


FIGURE 4.3 – Schéma simplifié de la centrale PV Sheikh Zaed.

Tableau 4.3 – Répartition des onduleurs, transformateurs et modules sur les chambres de la centrale PV.

Station	Transformateurs	Onduleurs	Modèle de l'onduleur	Modèle des modules PV	Nombre des modules PV	Nombre de strings PV	Nombre de strings de 4 circuits	Nombre de strings de 3 circuits	de
Chambre A	1600 kVA	Onduleur 1	760CP XT	MPV510MXL	1872	78	-	-	
		Onduleur 2	760CP XT	MPV540MXL	846	63	3		
Chambre B	1600 kVA	Onduleur 3	760CP XT	MPV550MXL	720	-	75		
			760CP XT	MPV410SXL	54				
		Onduleur 4	760CP XT	MPV420SXL	1746	69	3		
			760CP XT	MPV500MXL	180				
Chambre C	1600 kVA	Onduleur 5	760CP XT	MPV510MXL	1674	42	42	42	
			760CP XT	MPV520MXL	1764	42	42	48	
		Onduleur 6	760CP XT	MPV510MXL	1260	45	45	45	
			760CP XT	MPV520MXL	594	42	42	41	
Chambre D	1600 kVA	Onduleur 7	760CP XT	MPV500MXL	1890	43	41		
			760CP XT	MPV520MXL	1548	42	42		
		Onduleur 8	760CP XT	MPV530MXL	198	42	42	42	
			760CP XT	MPV530MXL	954	43	43	41	
Chambre E	1600 kVA	Onduleur 9	760CP XT	MPV540MXL	792	42	42		
			760CP XT	MPV520MXL	1764	42	42	42	
		Onduleur 10	760CP XT	MPV530MXL	1764	45	45	38	
			760CP XT	MPV510MXL	1872	42	42	46	
Chambre F	1600 kVA	Onduleur 11	760CP XT	MPV410SXL	1242	-	72		
			760CP XT	MPV420SXL	486	15	65		
		Onduleur 12	760CP XT	MPV470MXL	72	15	65		
			760CP XT	MPV480MXL	198				
Chambre G	1600 kVA	Onduleur 13	760CP XT	MPV490MXL	936	-	72		
			760CP XT	MPV500MXL	684	60	5		
		Onduleur 14	760CP XT	MPV540MXL	1728	-	72		
			760CP XT	MPV540MXL	18	60	5		
Chambre H	1600 kVA	Onduleur 15	760CP XT	MPV550MXL	1242	-	72		
			760CP XT	MPV560MXL	270	60	5		
		Onduleur 16	760CP XT	MPV420SXL	1440	-	60		
			500CP XT	MPV420SXL	1440	-	60		

Tableau 4.4 – Caractéristiques techniques des onduleurs de la centrale.

	SUNNY 500CP XT	CENTRAL	SUNNY 760CP XT	CENTRAL
Puissance DC maximale	560 kW		853 kW	
Tension d'entrée maximale	1000 V		1000 V	
Courant d'entrée maximal	1250 A		1400 A	
Tension nominale AC / plage de tension nominale AC	270V/243V à 297 V		342V/308V à 376 V	
Fréquence du réseau AC / plage	50 Hz, 60 Hz / 47 à 63 Hz		50 Hz, 60 Hz / 47 à 63 Hz	
Courant de sortie maximal	1176 A		1 411 A	
Rendement maximal	98,6 %		98,6 %	
Plage de température de fonctionnement	-25 à +62 °C		-25 à 62 °C	
Autoconsommation maximale en service / nuit	1,7 kW / < 100W		1,7 kW / < 100W	
Écran	Écran tactile HMI		Écran tactile HMI	

Tableau 4.5 – Caractéristiques techniques des transformateurs de la centrale.

	CELME500kVA		CELME1600kVA	
	Primaire	Secondaire	Primaire	Secondaire
Puissance assignée (kVA)	2 × 800	1600	500	500
Tension nominale (V)	2 × 360	33000	270	33000
Courant nominal (A)	2 × 1283	27,99	1069,17	8,75

4.2.3 Système de suivi

La centrale PV Sheikh Zaed est supervisée pour évaluer la performance de l'ensemble du système et les pertes générées lors de la conversion solaire. Un système de supervision est utilisé pour surveiller les onduleurs ainsi que ses différents paramètres de performance, l'état du système et les données météorologiques. L'installation photovoltaïque est équipée de matériel de surveillance. Chaque onduleur dans l'installation est équipé d'un SMA-COM (centrale d'acquisition SMA), qui est un enregistreur de données qui collecte en continu, enregistre et renvoie toutes les données des onduleurs. Le datalogger mesure instantanément le courant, la tension, la fréquence et les communique sur un réseau IP. La station météorologique (Sunny Sensorbox) comprend un capteur de rayonnement, un anémomètre, un capteur de température ambiante ainsi qu'un capteur de température des modules. Ces équipements sont connectés à l'ensemble du système de suivi de l'installation et les valeurs sont stockées dans le même réseau. Le schéma de principe du système de contrôle et de suivi de la centrale est représenté dans la figure 4.4. Les données sont stockées par intervalle de 5 min.

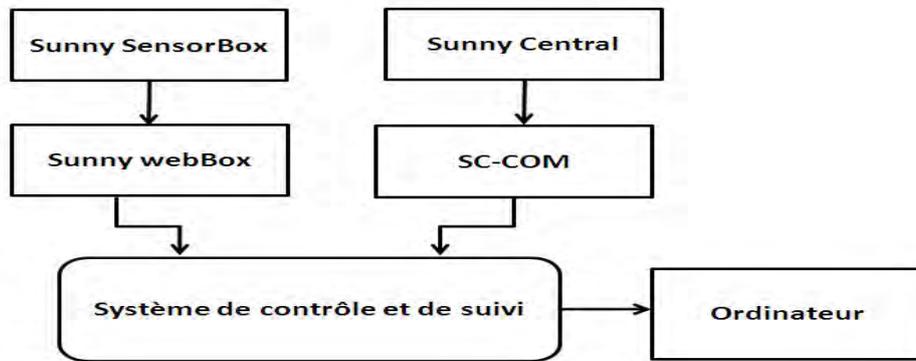


FIGURE 4.4 – Schéma de principe du système de contrôle et de suivi de la centrale PV

4.3 Analyse de performance d'un système PV raccordé au réseau

4.3.1 Méthodologie de l'analyse

L'approche méthodologique adoptée consiste à analyser l'effet des paramètres environnementaux sur la production du système PV et d'évaluer ses performances saisonnières et mensuelles. Afin d'évaluer les performances de la centrale photovoltaïque, les paramètres de performances suivants sont calculés selon les directives de la norme européenne standard IEC 61724 [IEC, 1998] :

- le rendement surfacique (*Array yield*) ;
- le rendement de référence (*reference yield*) ;
- le rendement du système (*system yield*) ;
- l'indice performance DC ou ratio de performance DC ;
- le facteur de capacité ;
- les pertes de capture surfaciques (*capture losses*) ;
- les pertes thermiques de capture ;

- les pertes diverses de capture ;
- le rendement énergétique du champ PV.

Les performances d'un système PV peuvent être évaluées par l'indice de performance, le rendement surfacique, le rendement du système et le facteur de capacité. De plus, les différents paramètres de pertes de capture donnent des indications importantes sur l'ampleur des pertes. Les détails de calcul des paramètres de performance seront développés par la suite.

4.3.2 Indices de performances

4.3.2.1 Rendement surfacique

Les performances des modules photovoltaïques sont évaluées à l'aide du rendement surfacique qui prend en compte l'énergie produite par les modules pendant une journée. Le rendement surfacique ($Y_A(h/j)$) donne la possibilité d'estimer et de comparer les performances de différents modules photovoltaïques sur la base de leur production énergétique selon leur puissance nominale [Ketjoy *et al.*, 2013]. Il représente le temps, mesuré en heures par jour, dans lequel le champ PV doit fonctionner avec sa puissance nominale pour générer l'énergie qu'il a produit. Le rendement surfacique est défini comme le rapport entre l'énergie produite par le champ PV pendant une journée (E_{PV}) et la puissance nominale des modules photovoltaïques installés (P_{nom}). Il est donné par l'équation 4.3.1.

$$Y_A = \frac{E_{PV}}{P_{nom}} \quad (4.3.1)$$

4.3.2.2 Rendement du système

Le rendement du système est définie comme le rapport de la production d'énergie depuis l'onduleur (E_{AC}) et la puissance nominale du champ PV installé.

$$Y_S = \frac{E_{AC}}{P_{nom}} \quad (4.3.2)$$

4.3.2.3 Rendement de référence

Le rendement de référence ($Y_R(h/j)$) est le rapport entre l'ensoleillement H (Wh/m^2) et l'éclairement dans les conditions STC ($G_{STC} = 1000 W/m^2$). Il est donné par l'équation 4.3.3.

$$Y_R = \frac{H}{G_{STC}} \quad (4.3.3)$$

4.3.2.4 Rendement de référence corrigé

Le rendement de référence corrigé est le rendement de référence corrigé par l'effet de la température de fonctionnement des modules PV [Trillo-Montero *et al.*, 2014]. Il est donné par l'équation 4.3.4.

$$Y_{CR} = Y_R (1 - \gamma (T_C - T_0)) \quad (4.3.4)$$

Où :

γ : le coefficient de température de la puissance maximale ;

T_0 : la température du module dans les conditions STC ;

T_C : la température de fonctionnement des modules PV.

4.3.2.5 Energie thermique perdue

L'énergie thermique perdue ($L_{tc}(h/j)$) est l'énergie perdue à cause de l'effet du fonctionnement des modules PV à température de fonctionnement supérieure à celle dans les conditions STC sur les performances du champ PV. Elle est calculée comme dans [Congedo *et al.*, 2013].

$$E_{therm} = E_{PV} \left(1 - \frac{1}{1 - \gamma (T_C - T_0)} \right) \quad (4.3.5)$$

4.3.2.6 Indice de performance DC

Le rendement surfacique permet la comparaison des modules photovoltaïques déployés dans les mêmes conditions météorologiques et par conséquent la mise en évidence de l'effet global des paramètres environnementaux sur les performances des systèmes PV. De plus, un autre paramètre nommé indice de performance ($PR(\%)$) ou ratio de performance [Sharma et Chandel, 2013, Cornaro *et al.*, 2010], donne une vision générale sur les performances des panneaux PV. Les valeurs faibles du PR indiquent une baisse des performances du système. L'indice de performance est défini par l'équation 4.3.6.

$$PR = \frac{Y_A}{Y_R} \times 100 \quad (4.3.6)$$

4.3.2.7 Facteur de capacité

Le facteur de capacité ($CF(\%)$) constitue un moyen pour présenter l'énergie fournie par un système de production d'énergie électrique. Si le système génère sa puissance nominale en continue, son CF serait égale à l'unité. Le facteur de capacité d'un système PV est défini comme

le rapport de sa production d'énergie réelle AC sur l'énergie qu'il produirait s'il fonctionne à sa puissance nominale [Ayompe *et al.*, 2011]. Le facteur de capacité journalier est donné par l'équation 4.3.7.

$$CF = \frac{E_{AC}}{P_{nom} \times 24} \times 100 \quad (4.3.7)$$

4.3.3 Pertes de capture

4.3.3.1 Pertes de capture surfaciques

Les pertes de capture surfaciques ($L_c(h/j)$) du champ PV sont causées par la variation des paramètres climatiques pendant la période de fonctionnement du champ PV (température, accumulation de poussière et ombrage) et les pertes électriques dues au fonctionnement des diodes et des câbles etc. Ils indiquent la quantité de temps nécessaire pendant lequel le champ PV doit fonctionner à sa puissance nominale pour fournir les pertes Les pertes de capture surfaciques sont définies comme la différence entre le rendement de référence et le rendement surfacique [Trillo-Montero *et al.*, 2014].

$$L_c = Y_R - Y_A \quad (4.3.8)$$

4.3.3.2 Pertes diverses de capture

Pertes diverses de capture ($L_{cm}(h/j)$) représentent la somme des pertes causées par de multiples causes autres que l'augmentation de la température des modules PV, tels que l'accumulation de la poussière et des impuretés sur la surface de modules photovoltaïques, les pertes d'ombrage, pertes des diodes by-pass, les pertes de câblage, l'écart de suivi du point maximal de puissance, les pertes dues à la dégradation des modules et éventuellement les erreurs de mesures de l'éclairement. Les pertes diverses de capture sont définies comme la différence entre le rendement de référence corrigé et le rendement surfacique.

$$L_{cm} = Y_{CR} - Y_A \quad (4.3.9)$$

4.3.3.3 Pertes thermiques de capture

Les pertes thermiques de capture (L_{tc}) représentent les pertes dues au fonctionnement des modules PV au-dessus de la température STC (25 °C). Elles sont définies comme la différence entre le rendement de référence et le rendement de référence corrigé.

$$L_{tc} = Y_R - Y_{CR} \quad (4.3.10)$$

4.3.4 Rendement énergétique du champ PV

Le rendement du champ PV correspond au rapport entre la puissance électrique de sortie des modules PV (P_{PV}) et l'éclairement reçue à la surface des modules PV multiplié par leurs surfaces (A). Il représente l'efficacité des modules dans la conversion de l'énergie des rayonnements solaires en énergie électrique. Il est donné par l'équation 4.3.11.

$$\eta_{PV} = \frac{P_{PV}}{A \times G} \times 100 \quad (4.3.11)$$

4.4 Données météorologiques du site

Les données de l'éclairement, de la température des modules PV et de la vitesse du vent ont été collectées pour la période du 1^{er} septembre 2014 jusqu'au 31 août 2015. L'ensoleillement est le paramètre principal dans le fonctionnement et les performances des modules PV. L'ensoleillement est l'irradiation solaire sur une période d'une journée. La variation mensuelle de l'ensoleillement moyen journalier sur la surface des modules PV (10 ° d'inclinaison) est représentée dans la figure 4.5. L'ensoleillement moyen journalier varie d'un minimum de 4,55 kWh/m²/j en janvier à un maximum de 7,15 kWh/m²/j en octobre. Pendant la période de suivi, les mois de mars, avril, mai, juin, juillet, août, septembre, octobre et novembre présentent les ensoleillements les plus élevés (entre 6,34 et 7,15 kWh/m²/j) par rapport aux mois de janvier, février et décembre (entre 4,55 et 5,79 kWh/m²/j).

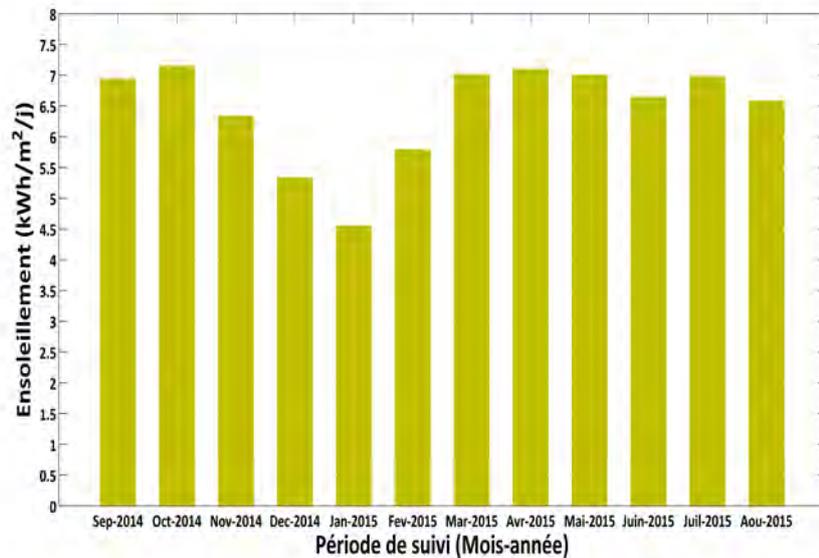


FIGURE 4.5 – Variation mensuelle de l'ensoleillement moyen journalier.

La variation mensuelle de température des modules moyenne journalière est représentée sur la figure 4.6. La température moyenne du module varie entre un minimum de $28,15\text{ }^{\circ}\text{C}$ en mars jusqu'à un maximum de $40,74\text{ }^{\circ}\text{C}$ en septembre. Au cours de la période d'étude, la température du module a atteint un maximum de $67,73\text{ }^{\circ}\text{C}$ sous un éclairement de $1081\text{ W}/\text{m}^2$ et une vitesse du vent de $1,14\text{ m}/\text{s}$.

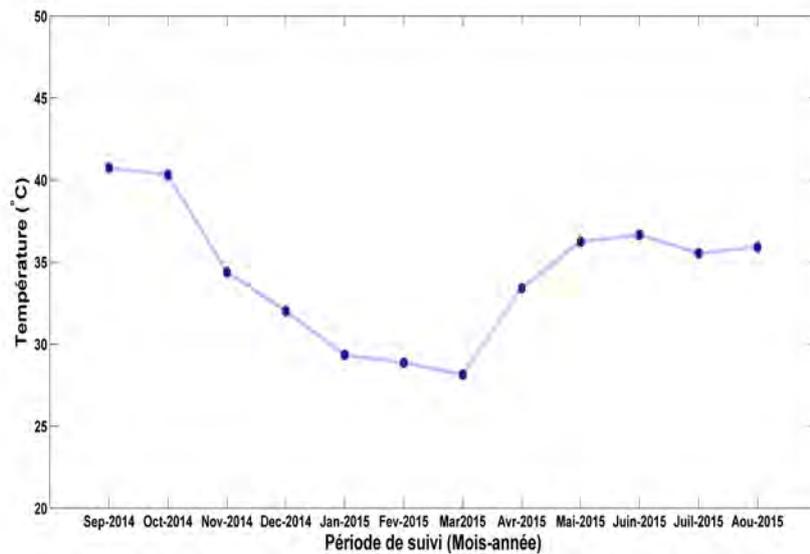


FIGURE 4.6 – Variation mensuelle de la température moyenne journalière des modules.

La circulation du vent autour des modules PV contribue à la diminution de la température de fonctionnement des cellules. Les vitesses de vent élevées sont bénéfiques pour le fonctionnement des modules PV en raison de l'effet de refroidissement sur les modules photovoltaïques. La variation mensuelle de la vitesse moyenne journalière du vent est présentée dans la figure 4.7. Elle varie d'un minimum de $1,88 \text{ m/s}$ en novembre à un maximum de $3,4 \text{ m/s}$ en août.

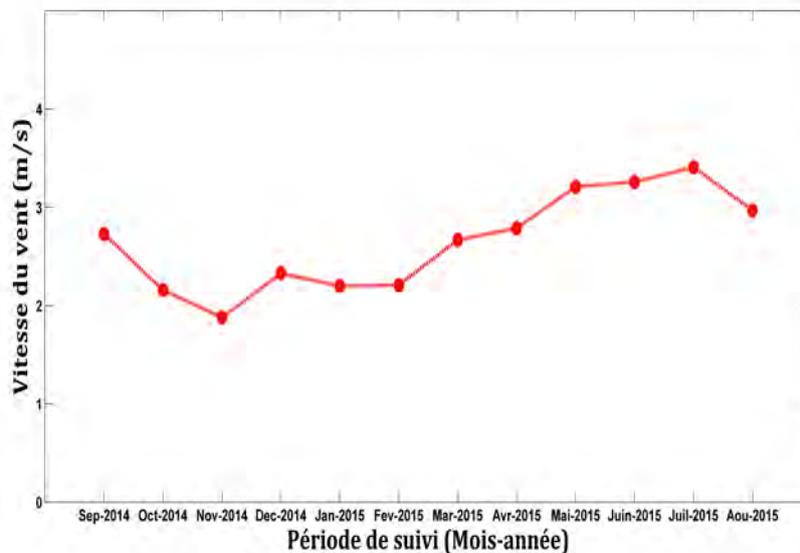


FIGURE 4.7 – Variation mensuelle de la vitesse du vent moyenne journalière.

4.5 Résultats de l'analyse des performances du champ PV connecté à l'onduleur 1

4.5.1 Indices de performances

Les résultats de l'évaluation des performances réalisées sur le sous-système constitué du champ PV connecté à l'onduleur 1 (nommé ici sous-système 1) sont présentés et analysés dans cette section. En effet, les données d'une année de monitoring sont utilisées pour évaluer les performances du sous-système 1 à l'aide des paramètres de performance déjà présentés à la section 4.3. Le sous-système onduleur 1 comme déjà mentionné dans le tableau 4.3, se compose de 1872 modules PV au silicium micro-amorphe de puissance nominale 510 Wc chacun. Trois modules PV sont connectés en série, deux connexions en série sont connectés en parallèle pour former un circuit et quatre circuits sont connectés en parallèle pour créer une chaîne (*string*) de modules. Sept coffrets de regroupement (*combiner boxe*) sont utilisés pour combiner des

groupes de 9 ou 12 chaînes de modules PV. Les coffrets de regroupement sont connectés à l'onduleur.

La variation mensuelle de l'énergie produite moyenne journalière du champ PV 1 est illustrée par la figure 4.8. Elle varie d'un minimum de 2,755 MWh (janvier) à un maximum de 4,831 MWh (octobre). L'énergie produite varie essentiellement selon l'ensoleillement moyen journalier comme illustré dans la figure 4.8. Comme l'ensoleillement, les mois avec les valeurs les plus élevées de l'énergie produite correspondent aux mois de mars, avril, mai, juin, juillet, août, septembre, octobre et novembre, tandis que les plus faibles correspondent aux mois de janvier, février et décembre.

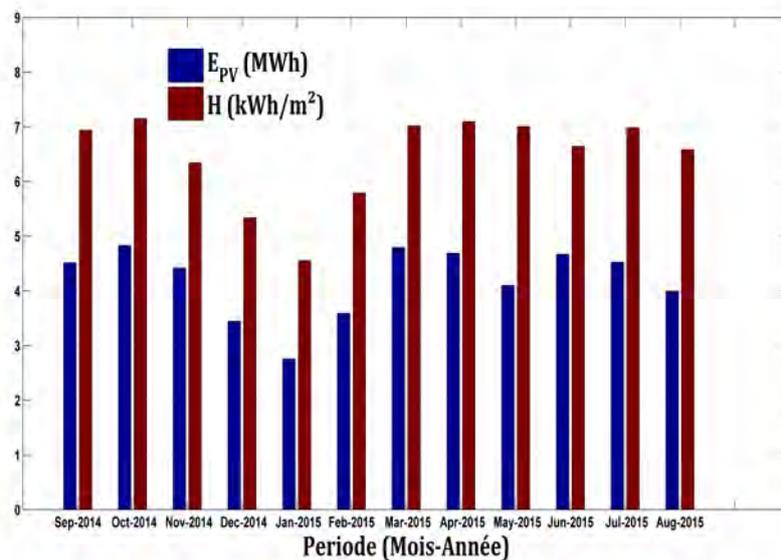


FIGURE 4.8 – Variation mensuelle de l'énergie produite moyenne journalière du champ PV 1.

La figure 4.9 montre la variation mensuelle du rendement surfacique moyen journalier, du rendement de référence et du rendement du système, respectivement. Le rendement de référence moyen journalier est directement proportionnel à l'ensoleillement moyen journalier (équation 4.3.3). Comme le montre la figure 4.9, le rendement surfacique suit la même évolution du rendement de référence. Le rendement surfacique et le rendement du système moyen journalier varient entre un minimum de 3,05 h/j et 2,95 h/j en janvier à un maximum de 5,07 h/j et 4,94 h/j en octobre, respectivement. Pour tous les mois de la période de suivi, il y'a une différence entre le rendement surfacique et le rendement du système. Cette différence est due aux pertes de conversion DC/AC produites dans onduleur.

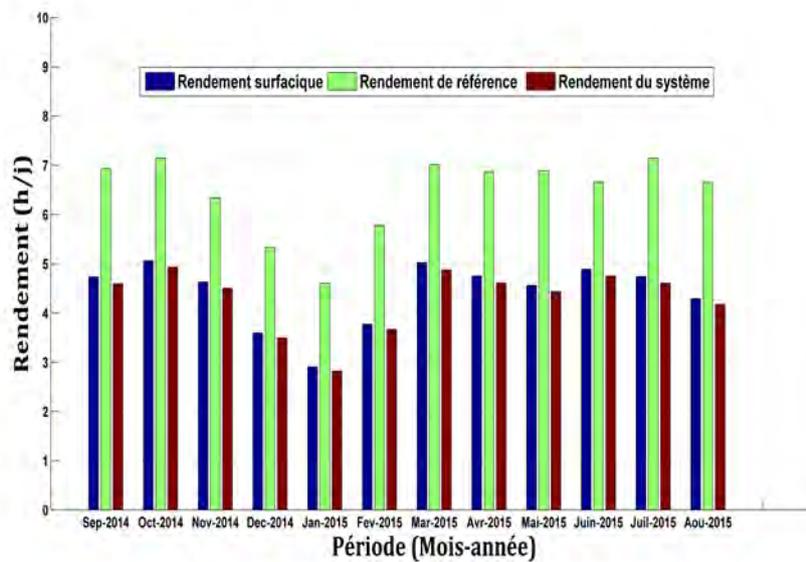


FIGURE 4.9 – Variation mensuelle du rendement surfacique moyen journalier, le rendement de référence et du rendement du système.

La variation mensuelle de la moyenne journalière des pertes de capture, des pertes diverses de capture et des pertes thermiques de capture du champ PV sont présentés dans la figure 4.10. Les pertes de capture surfaciques comprennent tous les types de pertes survenues dans le processus de conversion solaire des modules PV. Elles varient d'un minimum de 1,7 h/j en janvier à un maximum de 2,4 h/j en juillet. Les pertes diverses de capture peuvent provenir de nombreuses causes telles que l'ombrage, l'accumulation de la poussière, les pertes joules au niveau du câblage, de diodes et de l'effet de vieillissement des modules sur les performances. Elles peuvent quantifier les pertes, mais toutefois sans préciser leurs natures. Elles varient de 1,55 h/j (juin) à 2,19 h/j (juillet). Les pertes thermiques de capture sont proportionnelles aux variations de la température du module. Les mois les plus chauds présentent les valeurs les plus élevées des pertes thermiques de capture. Ils varient entre un minimum de 0,04 h/j en janvier à un maximum de 0,3 h/j en septembre.

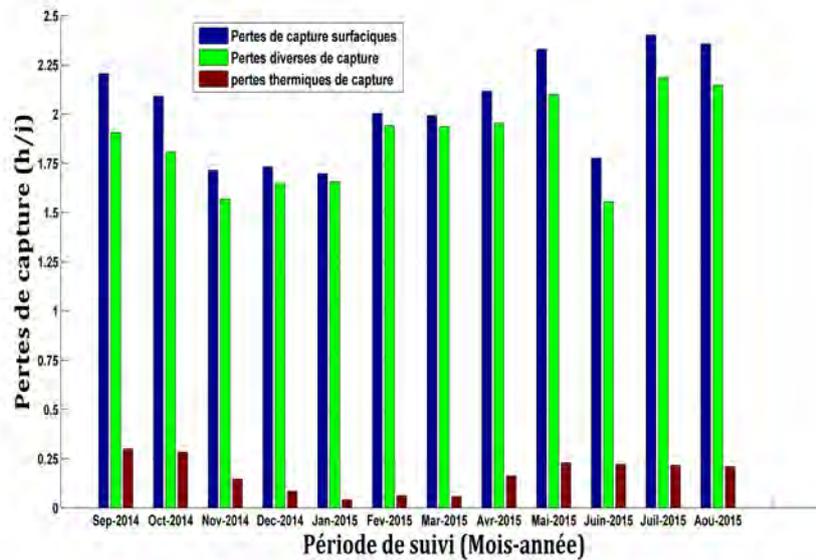


FIGURE 4.10 – Variation mensuelle de la moyenne journalière des pertes de capture, des pertes diverses de capture et les pertes thermiques de capture.

La variation mensuelle de l'énergie thermique moyenne journalière perdue et la température moyenne journalière des modules PV sont présentés dans la figure 4.11. L'énergie thermique perdue est causée par la réduction de la tension des modules PV en raison de l'augmentation de la température de fonctionnement. Elle varie entre un minimum de $24,35 \text{ kWh/j}$ en janvier à un maximum de $196,78 \text{ kWh/j}$ en septembre. Comme le montre la figure 4.11, les mois de juin, juillet, août, septembre et octobre présentent les valeurs les plus élevées de l'énergie thermique perdue en raison des températures élevées de ces mois.

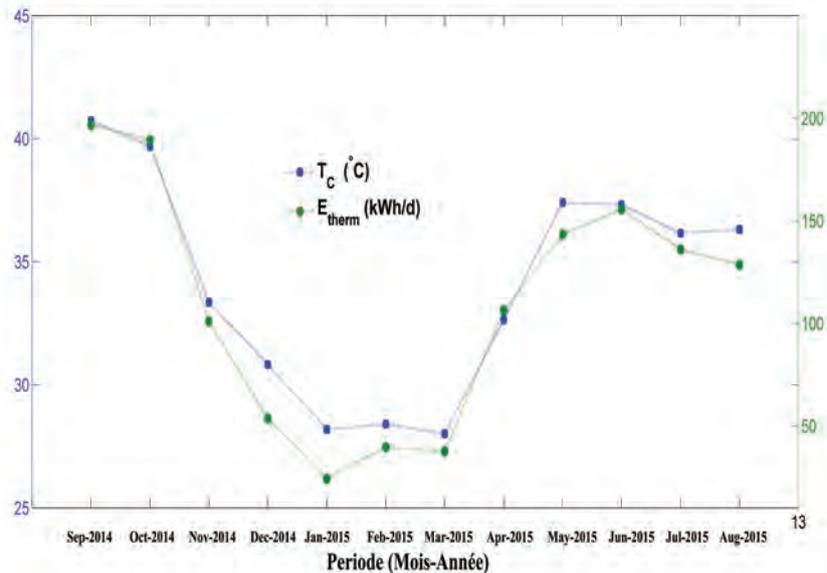


FIGURE 4.11 – Variation mensuelle de l'énergie thermique moyenne journalière perdue (E_{therm}) et la température moyenne journalière des modules PV (T_C).

La variation mensuelle de l'indice de performance DC moyen journalier est montrée dans la figure 4.12. Il varie entre un minimum de 63,59 % en janvier à un maximum de 73,56 % en juin. La figure 4.13 montre la variation mensuelle du facteur de capacité moyen journalier. Il varie entre un minimum de 11,74% en janvier à un maximum de 20,54 % en octobre. Le facteur de capacité est plus faible en hiver (décembre, janvier et février) que les autres mois de l'année. L'indice de performance DC ne varie pas largement par saison, par rapport au facteur de capacité sur la période de suivi comme montré dans les figures 4.12 et 4.13.

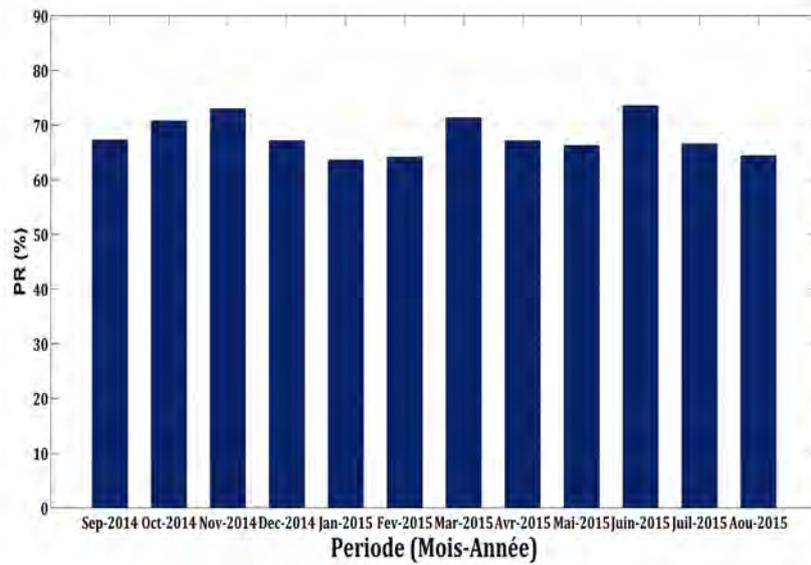


FIGURE 4.12 – Variation mensuelle de l'indice de performance DC moyen journalier.

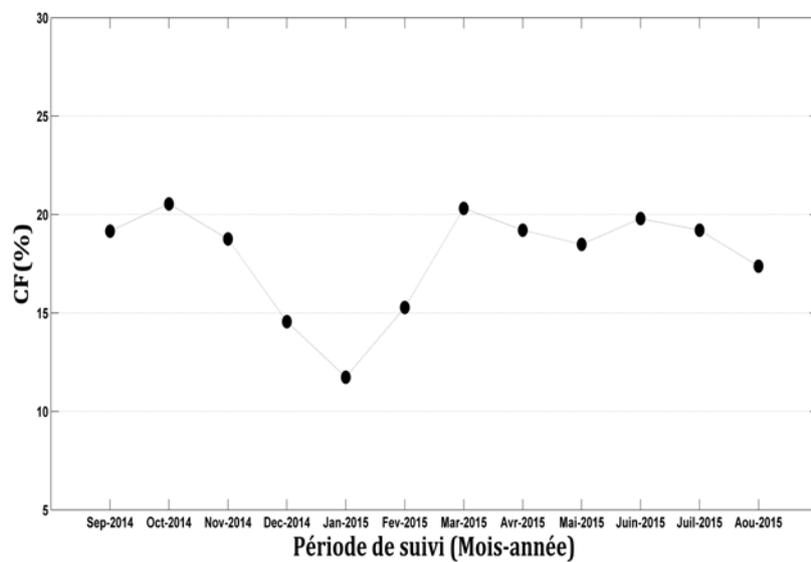


FIGURE 4.13 – Variation mensuelle du facteur de capacité moyen journalier.

Les résultats des paramètres de performances du sous-système 1 sur la période de suivi à partir du 1^{er} Septembre 2014 au 31 Août, 2015 sont résumés dans le tableau 4.6.

Tableau 4.6 – Paramètres de performances du sous-système 1 sur la période de suivi.

Mois	$Y_R(h/j)$	$Y_A(h/j)$	$Y_S(h/j)$	$L_c(h/j)$	$L_{cm}(h/j)$	$L_{tc}(h/j)$	$PR(\%)$	$CF(\%)$
Septembre	6,93	4,73	4,6	2,2	1,9	0,3	67,29	19,16
Octobre	7,15	5,06	4,93	2,09	1,8	0,28	70,75	20,54
Novembre	6,34	4,63	4,5	1,71	1,8	0,28	72,98	18,76
Décembre	5,33	3,6	3,49	1,73	1,65	0,08	67,14	14,56
Janvier	4,6	2,9	2,82	1,7	1,66	0,04	63,6	11,74
Février	5,78	3,77	3,67	2	1,94	0,06	64,13	15,28
Mars	7,01	5,02	4,87	1,99	1,94	0,06	71,35	20,31
Avril	6,87	4,75	4,61	2,12	1,95	0,16	67,11	19,21
Mai	6,89	4,56	4,44	2,33	2,1	0,23	66,27	18,48
Juin	6,67	4,89	4,75	1,77	1,55	0,22	73,56	19,79
Juillet	7,14	4,74	4,61	2,4	2,19	0,21	66,55	19,21
Août	6,65	4,29	4,17	2,36	2,15	0,21	64,42	17,38

4.5.2 Influence des paramètres météorologiques

Afin d'analyser les rendements, les mesures des paramètres météorologiques (éclairage et température) et des paramètres électriques (courant et tension de sortie du champ PV) sont étudiés. Le rendement énergétique du champ PV varie en raison de la variation des conditions environnementales. Sa variation sur la base des données d'une journée type de Novembre 2014 est illustrée dans la figure 4.14. Le rendement moyen du champ PV calculé pour le mois de novembre est égal à 6,8 % contre 8,9 % donnée par le constructeur dans les conditions STC.

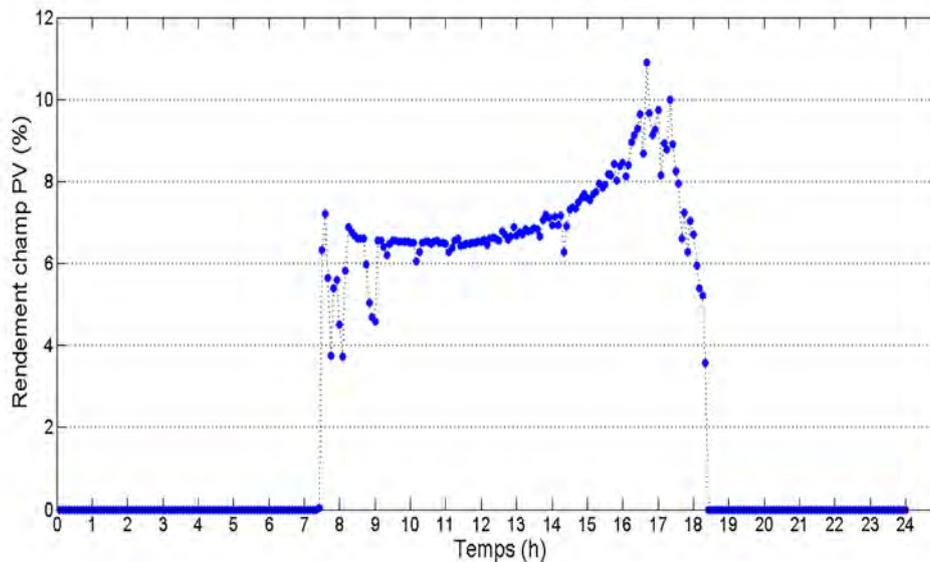


FIGURE 4.14 – Variation du rendement du champ PV pour une journée type de Novembre 2014.

Le rendement énergétique du champ PV varie selon les conditions d'éclairement et de température. Sa variation en fonction de la température des modules est illustrée dans la figure 4.15. Cette figure montre que le rendement est maximal dans la plage des températures des modules PV entre 25 et 45 °C pour les hautes et faibles températures le rendement reste faible par rapport au rendement dans les conditions STC.

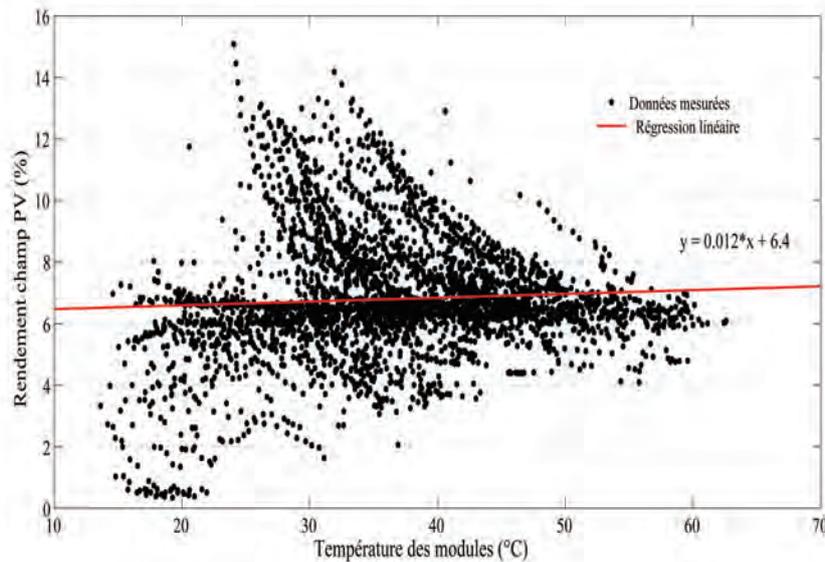


FIGURE 4.15 – Variation du rendement du champ PV en fonction de la température des modules

La puissance de sortie du champ PV dépend essentiellement de l'éclairement ($G > 100W/m^2$). Cette dépendance est illustrée par la figure 4.16. Cependant, sa variation est irrégulière à cause de la variation du rendement du champ PV influencé par la température et le dépôt de poussière.

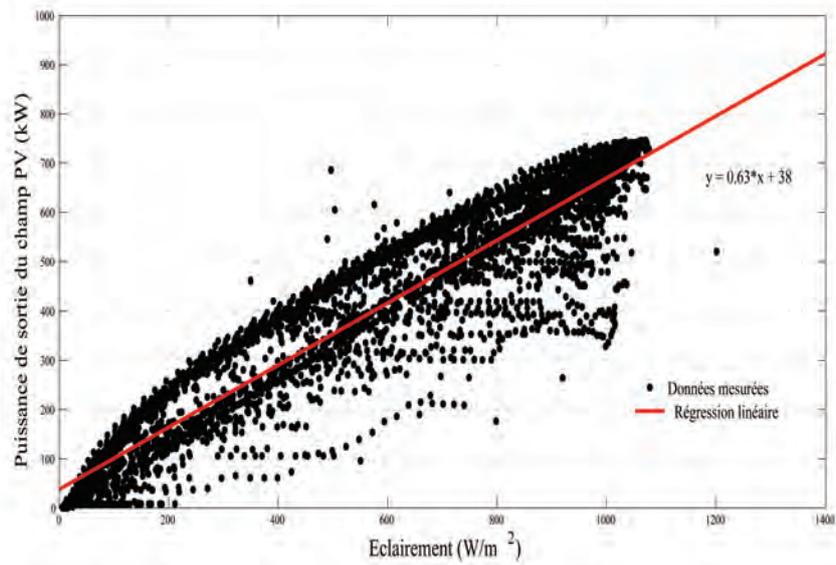


FIGURE 4.16 – Puissance de sortie du champ PV en fonction de l'éclairement.

La variation de la tension de sortie du champ PV en fonction de la température des modules est illustrée dans la figure 4.17. La tension de sortie du champ PV diminue légèrement avec l'augmentation de la température des modules comme le montre cette figure (figure 4.17). Le coefficient de corrélation correspondant à la régression linéaire est égal à 0,085.

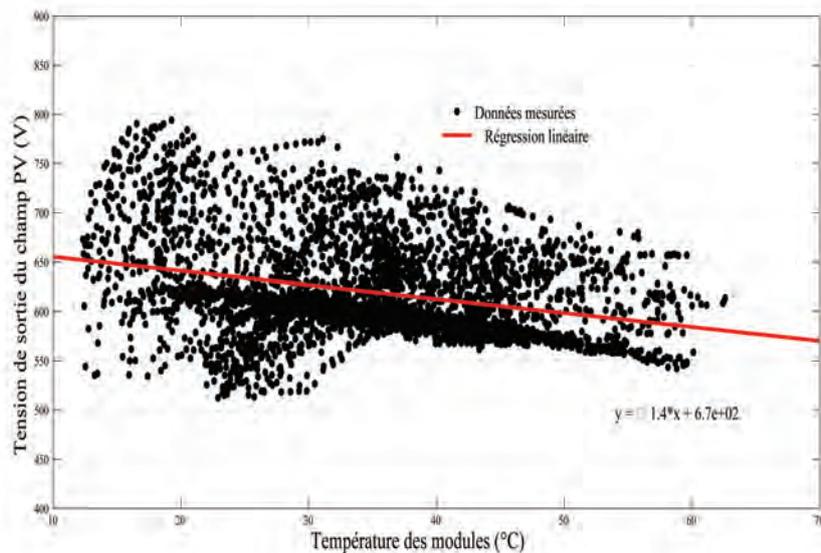


FIGURE 4.17 – Tension de sortie du champ PV en fonction de la température des modules PV.

4.6 Comparaison des performances de deux sous-systèmes de la centrale

Afin d'avoir une vision claire des performances de la centrale photovoltaïque, les performances de deux sous-système (sous-systèmes 1 et 17) sont comparées. En effet, les sous-systèmes 1 et 17 sont constitués par des modules photovoltaïques de deux technologies différentes : le silicium micro-amorphe et le silicium amorphe, respectivement.

Le sous-système 17 comme déjà mentionné dans le tableau 4.3, se compose de 1458 modules photovoltaïques en silicium amorphe de puissance nominale 420 Wc chacun. Quatre modules PV sont connectés en série, deux connexions en série sont connectés en parallèle pour former un circuit et 3 circuits sont connectés en parallèle pour créer une chaîne de modules. Sept coffrets de regroupement sont utilisés pour combiner des groupes de 8, 9 ou 12 chaînes de modules PV. Les moyennes des indices de performance des deux sous-systèmes au cours de la période de suivi du 1^{er} Octobre 2014 jusqu'au 31 Août 2015 sont résumées dans le tableau 4.7.

Tableau 4.7 – Indices de performance des sous-systèmes 1 et 17 au cours de la période de suivi du 1^{er} Octobre 2014 jusqu'au 31 Août 2015.

Paramètre	Sous-système 17	Sous-système 1	Différence absolue
Rendement surfacique (h/j)	4,79	4,38	0,41
Indice de performance (%)	75,25	67,99	7,26
Facteur de capacité (%)	19,54	17,75	1,79
Pertes de capture surfaciques (h/j)	1,58	2,02	0,44
Pertes diverses de capture (h/j)	1,47	1,86	0,39
Pertes de capture thermiques (h/j)	0,11	0,16	0,05

Pour le sous-système 17, le rendement surfacique, l'indice de performance et le facteur de capacité moyens sont égale à 4,79 h/j , 75,25 % et 19,54 % respectivement. Ces valeurs sont supérieurs à celles du sous-système 1 (4,38 h/j , 67,99 h/j et 17,75 % respectivement). Par conséquent, le sous-système 17 a montré de meilleures performances durant la période de suivi par rapport au sous-système 1. En ce qui concerne les pertes, les pertes de capture surfaciques, les pertes diverses de capture et les pertes thermiques de capture du sous-système de l'onduleur 1 sont égales à 2,02 h/j , 1,86 h/j et 0,16 h/j respectivement. Ces valeurs sont plus élevées que celles du sous-système 17 (1,58 h/j , 1,47 h/j et 0,11 h/j respectivement). Comme attendu, les pertes thermiques de capture du sous-système 1 sont supérieures au sous-système 17 à cause de la différence entre les coefficients de température correspondants aux modules PV de chaque sous-système (tableau 4.2).

Les résultats de l'analyse ont montré que la contribution des pertes de capture thermiques dans les pertes de capture globales est faible comparée aux pertes diverses de capture pour les deux

sous-systèmes analysés comme le montre le tableau 4.7. Ces résultats montrent que la contribution des pertes de capture thermiques dans les pertes de capture globales du champ est faible par rapport à la contribution des pertes diverses de capture pour les deux champs étudiés comme on le voit dans le tableau 4.7. Le champ 17 présente des performances supérieures à celles du champ 1. En effet, le champ 1 présente des pertes de capture (pertes de capture thermiques et divers) plus grandes que celles du champ 17. Les pertes diverses de capture peuvent résulter de nombreuses causes, telles que l'accumulation de poussière, l'effet du vieillissement sur les performances, les pertes Joule dans le câblage et diodes, ombrage, etc. Ils peuvent quantifier les pertes, mais sans toutefois préciser leur nature exacte.

Cet écart entre les performances des deux champs peut être expliqué en partie par la différence entre les deux technologies (champ 1 en micro-amorphe et champ 17 en amorphe). En outre, le nettoyage des modules PV de tous les champs est effectué par cycle de 10 jours. Le cycle de nettoyage commence à partir du champ 1 et se termine par le champ 17. Les modules PV de chacun des (champs 1 et 17) ne sont donc pas dans les mêmes conditions en permanence. Pour être plus précis, un diagnostic individualisé des différents modules de tous les champs sera nécessaire pour localiser la cause de la réduction de leurs performances.

4.7 Comparaison des performances de la centrale avec d'autres systèmes installés dans le monde

Les résultats de notre analyse restent spécifiques aux conditions environnementales de Nouakchott, les technologies de modules PV et de la configuration du système. Les paramètres qui semblent être les plus influents dans l'analyse de performances du système PV sont l'indice de performance, le rendement surfacique du champ et le rendement du système. C'est pourquoi, nous avons comparé les résultats de l'évaluation des performances de plusieurs études sur différentes régions sur la base de ces paramètres. Le tableau 4.8 présente un résumé de ces paramètres de plusieurs systèmes PV. Le tableau 4.8 montre la dépendance des performances du système PV à la technologie utilisée et aux conditions environnementales du site.

Par exemple, les résultats de cette étude sont proches de ceux rapportés en Grèce [Kymakis *et al.*, 2009]. Cependant, les deux sites ont des climats très différents. Les *PR* rapportés à Trieste [Micheli *et al.*, 2014] et à Dublin [Ayompe *et al.*, 2011] (89,1 % et 81,5 % respectivement) sont supérieurs à celui de cette étude. Cependant, les rendements de ces deux systèmes restent inférieurs à ceux trouvés dans cette étude. Le *PR* et les rendements rapportés dans des environnements arides (Kuwait [Al-Otaibi *et al.*, 2015] et Emirats arabes unis [Al-Sabounchi *et al.*, 2013]) sont plus élevés que ceux de cette étude.

Ces résultats sont expliqués par l'ensoleillement élevé de Nouakchott mais aussi les pertes élevées se produisant dans le fonctionnement de la centrale PV Sheikh Zayed par rapport aux autres systèmes. Ces fortes pertes dans champ de PV peuvent être causées par l'accumulation de poussière, la dégradation des modules PV, le mismatch dans les chaînes PV (dus à la non-hétérogénéité électrique des modules au sein du champ PV) etc. En effet, d'une part, le climat de Nouakchott est généralement désertique, chaud et poussiéreux. D'autre part, les modules amorphes sont soumis à l'effet Staebler-Wronski, qui peut réduire la puissance de sortie nominale des modules PV de 10 à 30 % au cours de la phase initiale de l'exposition en plein air [Hussin *et al.*, 2015]. Ces résultats montrent que les performances d'un tel système ne dépendent pas seulement du rayonnement solaire, mais surtout des conditions d'exploitation et du climat de la région où le système est installé.

Tableau 4.8 – Les paramètres de performances de quelques systèmes PV installés dans le monde.

Etude	[Al-Sabounchi <i>et al.</i> , 2013]	[Ayompe <i>et al.</i> , 2011]	[Kymakis <i>et al.</i> , 2009]	[Al-Otaibi <i>et al.</i> , 2015]	[Micheli <i>et al.</i> , 2014]	Notre étude (champ 1)
Lieu	Abudhabi – Emirates arabes unis	Dublin- Ireland	Sitia –Grèce	Sawda – Kuweit	Trieste-Italy	Nouakchott –Mauritanie
Caractéristiques climatiques	Chaud et poussiéreux	Maritime (été frais et hiver doux)	Méditerranéen tempéré	Chaud et poussiéreux	Océanique	Chaud et poussiéreux (aride)
Capacité installée (kWc))	36	1,72	171,36	85,05	1,72	954,72
Technologie	mc-Si	sc-Si	mc-Si	CIGS	sc-Si	Silicium micro-amorphe
Ratio de performance (%) (Max \ moyen \ min)	-	84,4\81,5\79,3	73\67,36\58	85\ – \70	95\89,1\82	73,56\67,96\63,59
Rendement surfacique (h/j) (Max \ moyen \ min)	-	3,14\2,4\1,31	-	-	5,5\3,84\1,4	5,07\4,39\3,05
Rendement du système (h/j) (Max \ moyen \ min)	5,6\ – \4,5	3,42\ – \1,44	5,07\ – \1,95	– \4,5\ –	-	4,94\4,27\2,95

4.8 Conclusion

L'analyse des performances de la centrale solaire Sheikh Zayed installé à Nouakchott (Mauritanie) a été présentée dans ce chapitre. Les résultats de l'évaluation des performances d'un champ de PV (champ 1) ont été analysés. Une étude comparative des performances entre deux champs (champ 1 et 17) de l'installation photovoltaïque et la comparaison de nos résultats avec des systèmes PV installés dans d'autres zones du globe a été faite. L'analyse a été effectuée en utilisant les indices de performance.

Les résultats ont montré que les performances de la centrale ont présenté un caractère saisonnier entre les mois les plus ensoleillés et les mois de l'hiver sur la période considérée. En effet, la production de l'énergie à partir des champs photovoltaïques varie essentiellement suivant l'ensoleillement. Les mois avec les valeurs les plus élevées de la production de l'énergie journalière moyenne correspondent aux mois de mars, avril, mai, juin, juillet, août, septembre, octobre et novembre, tandis que les plus faibles correspondent aux mois de janvier, février et décembre.

La comparaison entre deux champs de l'installation photovoltaïque a montré que le champ 17 a présenté de meilleures performances que le champ 1 au cours de la période de suivi. Cela est dû aux grandes pertes de capture dans le cas du champ 1. Pour les deux champs, les pertes diverses de capture ont une grande contribution dans les pertes de capture surfaciques du champ PV par rapport aux pertes de capture thermiques. Ces résultats montrent que ce type de système est très complexe. En effet, dans la même installation photovoltaïque la performance peut être différente d'un champ à l'autre.

La comparaison avec d'autres systèmes PV installés dans d'autres pays nous a permis de constater que les performances ne dépendent pas entièrement de l'ensoleillement et la taille du système PV, mais surtout des conditions environnementales de la région.

Conclusion générale et perspectives

Conclusion générale et perspectives

Le travail effectué dans ce mémoire a concerné l'étude de l'impact de la variation des paramètres environnementaux sur les performances des modules et systèmes photovoltaïques et les pertes de conversion engendrées par leur fonctionnement dans les conditions spécifiques du climat sahélien. Les résultats de ce travail offrent des informations précieuses pour les utilisateurs des systèmes photovoltaïques, aussi bien que les concepteurs et les chercheurs.

Afin d'atteindre nos objectifs, les deux premiers chapitres de ce mémoire ont été consacrés aux bases de la conversion solaire et à la relation entre les conditions environnementales et les performances des modules photovoltaïques. Dans un premier temps, les caractéristiques de la source solaire, les modules PV et leur fonctionnement, les types de systèmes PV et les différentes technologies existantes sont présentés. Dans un deuxième temps, une revue bibliographique sur les facteurs climatiques qui influencent les performances des modules PV a été présentée. D'après la littérature, la température et la poussière ont une grande influence sur les performances des modules PV. Ces paramètres affectent négativement les performances et le fonctionnement des modules PV. Cependant, l'effet de refroidissement du module dû au vent est bénéfique pour les modules PV et améliore leurs performances. L'humidité, les hautes températures et l'accumulation de la poussière sont les paramètres responsables de la dégradation des performances sur le long terme.

Le troisième chapitre nous a permis de mettre en évidence la relation entre les conditions environnementales et les performances d'un module PV monocristallin. Un module PV a été déployé au CIFRES dans l'environnement sahélien de Dakar. Les données de l'éclairement, de la température ainsi que le courant et la tension de sortie du module PV ont été collectées sur cette plateforme. Les résultats de cette étude ont montré que le rendement exérgétique du module PV est très variable et dépend des conditions environnementales du site. En effet, le rendement pour un éclairement constant diminue avec l'augmentation de la température de fonctionnement du module. D'autre part, certains mois de l'année ont montré une grande dégradation du rendement, qui est due à l'accumulation de la poussière et au vieillissement des modules.

Le quatrième chapitre nous a permis d'évaluer les performances d'un système PV et d'évaluer ses pertes de conversion. Les performances du système sont évaluées pour la période

d'une année sur la base des indices de performances selon les directives de la norme européenne standard IEC 61724. La centrale solaire PV Sheikh Zaed a fait l'objet de cette étude. Cette centrale de 15 MWc est la première en son genre en Mauritanie, et par conséquent l'analyse de ses performances nous donne une vision sur le fonctionnement d'autres systèmes installés dans l'avenir dans les conditions environnementales similaires, notamment dans la région du Sahel. Les résultats de cette étude ont montré que les performances de la centrale photovoltaïque présentent une saisonnalité entre les mois les plus ensoleillés et les mois d'hiver sur la période de suivi. Il a été aussi trouvé que les pertes diverses de capture qui représentent l'accumulation de la poussière et des impuretés sur la surface de modules photovoltaïques, les pertes des diodes, les pertes de câblage et les pertes dues à la dégradation des modules etc. ont une grande contribution aux pertes de capture surfaciques comparativement aux pertes de capture thermiques. La comparaison des performances de la centrale par rapport à d'autres centrales et systèmes PV installés dans d'autres pays a révélé que les pertes de capture de la centrale PV Sheikh Zaed sont élevées par rapport aux autres systèmes. Ceci est dû essentiellement à l'accumulation de poussière, la dégradation des modules PV et le mismatch dans les chaînes PV. Cette étude a prouvé que les performances ne dépendent pas entièrement de l'ensoleillement et de la taille du système PV, mais surtout des conditions environnementales de la région où le système est installé.

Bien que cette analyse nous a permis d'identifier la présence de pertes de conversion dans la production de l'énergie, elle nous a pas permis d'identifier la cause précise de ces pertes, à part celles causées par le fonctionnement avec des températures élevées.

Cette étude nous a permis de montrer l'intérêt d'un tel système pour la région. Cependant, elle doit être complétée par une analyse technico-économique afin de comparer la solution PV avec d'autres sources d'énergie. Il serait également intéressant de proposer une méthodologie de détection des pertes de performances liées aux paramètres environnementaux surtout dans le but de les éviter. Dans ce contexte, le CIFRES compte examiner le nettoyage automatique dans l'amélioration des performances des modules PV. De plus, il serait intéressant d'étendre cette études sur d'autres technologies PV tels que les modules en silicium polycristallin ou en couches minces (CIGS, CIS etc.) et de comparer leurs performances dans un même environnement.

Bibliographie

Bibliographie

- [Abdolzadeh et Ameri, 2009] ABDOLZADEH, M. et AMERI, M. (2009). Improving the effectiveness of a photovoltaic water pumping system by spraying water over the front of photovoltaic cells. *Renewable Energy*, 34(1):91–96.
- [Abete et al., 1990] ABETE, A., BARBISIO, E., CANE, F. et DEMARTINI, P. (1990). Analysis of photovoltaic modules with protection diodes in presence of mismatching. *In Photovoltaic Specialists Conference, 1990., Conference Record of the Twenty First IEEE*, pages 1005–1010. IEEE.
- [Adinoyi et Said, 2013] ADINOYI, M. J. et SAID, S. A. (2013). Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules. *Renewable Energy*, 60:633–636.
- [Adiyabat et al., 2010] ADIYABAT, A., OTANI, K., ENEBISH, N. et ENKHMAA, N. (2010). Long term performance analysis of pv module in the gobi desert of mongolia. *In Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pages 2656–2659.
- [Ahmadi et Ehyaei, 2009] AHMADI, A. et EHYAEI, M. (2009). Exergy analysis of a wind turbine. *International Journal of Exergy*, 6(4):457–476.
- [Ait Cheikh, 2007] AIT CHEIKH, M. S. (2007). *Etude, investigation et conception d’algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques*. Thèse de doctorat, Ecole nationale supérieure polytechnique.
- [Ajam et al., 2005] AJAM, H., FARAHAT, S. et SARHADDI, F. (2005). Exergetic optimization of solar air heaters and comparison with energy analysis. *International Journal of Thermodynamics*, 8(4):183.
- [Akpınar et Koçyiğit, 2010] AKPINAR, E. K. et KOÇYIĞIT, F. (2010). Energy and exergy analysis of a new flat-plate solar air heater having different obstacles on absorber plates. *Applied energy*, 87(11):3438–3450.

-
- [Akyuz *et al.*, 2012] AKYUZ, E., COSKUN, C., OKTAY, Z. et DINCER, I. (2012). A novel approach for estimation of photovoltaic exergy efficiency. *Energy*, 44(1):1059–1066.
- [Al-Otaibi *et al.*, 2015] AL-OTAIBI, A., AL-QATTAN, A., FAIROUZ, F. et AL-MULLA, A. (2015). Performance evaluation of photovoltaic systems on kuwaiti schools' rooftop. *Energy Conversion and Management*, 95:110–119.
- [Al-Sabounchi *et al.*, 2013] AL-SABOUNCHI, A. M., YALYALI, S. A. et AL-THANI, H. A. (2013). Design and performance evaluation of a photovoltaic grid-connected system in hot weather conditions. *Renewable Energy*, 53:71–78.
- [Alonso García et Balenzategui, 2004] ALONSO GARCÍA, M. C. et BALENZATEGUI, J. L. (2004). Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations. *Renewable Energy*, 29(12):1997–2010.
- [Ayompe *et al.*, 2011] AYOMPE, L., DUFFY, A., MCCORMACK, S. et CONLON, M. (2011). Measured performance of a 1.72 kw rooftop grid connected photovoltaic system in ireland. *Energy conversion and management*, 52(2):816–825.
- [Badescu, 2008] BADESCU, V. (2008). Modelling solar radiation at the earth surface.
- [Baskut *et al.*, 2010] BASKUT, O., OZGENER, O. et OZGENER, L. (2010). Effects of meteorological variables on exergetic efficiency of wind turbine power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9):3237–3241.
- [Baskut *et al.*, 2011] BASKUT, O., OZGENER, O. et OZGENER, L. (2011). Second law analysis of wind turbine power plants : Cesme, izmir example. *Energy*, 36(5):2535–2542.
- [Bessemoulin et Oliviéri, 2000] BESSEMOULIN, P. et OLIVIÉRI, J. (2000). Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette.
- [Bidram *et al.*, 2012] BIDRAM, A., DAVOUDI, A. et BALOG, R. S. (2012). Control and circuit techniques to mitigate partial shading effects in photovoltaic arrays. *Photovoltaics, IEEE Journal of*, 2(4):532–546.
- [Cabanillas et Munguía, 2011] CABANILLAS, R. E. et MUNGUÍA, H. (2011). Dust accumulation effect on efficiency of Si photovoltaic modules. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 3(4):043114.
- [Castellano *et al.*, 2015] CASTELLANO, N. N., GÁZQUEZ PARRA, J. A., VALLS-GUIRADO, J. et MANZANO-AGUGLIARO, F. (2015). Optimal displacement of photovoltaic array's rows using a novel shading model. *Applied Energy*, 144(C):1–9.

- [Ceylan, 2012] CEYLAN, I. (2012). Energy and exergy analyses of a temperature controlled solar water heater. *Energy and Buildings*, 47:630–635.
- [Chandel *et al.*, 2015] CHANDEL, S., NAIK, M. N., SHARMA, V. et CHANDEL, R. (2015). Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-si photovoltaic modules of a direct coupled solar water pumping system in western himalayan region of india. *Renewable Energy*, 78:193–202.
- [Charabi et Gastli, 2013] CHARABI, Y. et GASTLI, A. (2013). Integration of temperature and dust effects in siting large PV power plant in hot arid area. *Renewable Energy*, 57:635–644.
- [Chatterjee *et al.*, 2011] CHATTERJEE, A., KEYHANI, A. et KAPOOR, D. (2011). Identification of photovoltaic source models. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 26(3):883–889.
- [Chen, 2011] CHEN, C. J. (2011). *Physics of solar energy*. John Wiley & Sons.
- [Chenni *et al.*, 2007] CHENNI, R., MAKHLOUF, M., KERBACHE, T. et BOUZID, A. (2007). A detailed modeling method for photovoltaic cells. *Energy*, 32(9):1724–1730.
- [Congedo *et al.*, 2013] CONGEDO, P. M., MALVONI, M., MELE, M. et DE GIORGI, M. G. (2013). Performance measurements of monocrystalline silicon PV modules in South-eastern Italy. *Energy Conversion and Management*, 68:1–10.
- [Cornaro et Musella, 2011] CORNARO, C. et MUSELLA, D. (2011). Performance analysis of pv modules of various technologies after more than one year of outdoor exposure in rome. *In Proceedings of the III international conference on applied energy*.
- [Cornaro *et al.*, 2010] CORNARO, C., MUSELLA, D., CHIANESE, D., FRIESEN, G., DITTMANN, S. et SUPSI-ISAAC, V. T. (2010). Outdoor pv module performance comparison at two different locations. *In Proceedings of the AMSE-ATI-UIT2010 Conference on Thermal and Environmental Issues in Energy Systems, Sorrento, Italy, May*, pages 16–19.
- [Corre *et al.*, 2013] CORRE, O. L., BROU, J.-S. et DINCER, I. (2013). Energetic and exergetic assessment of solar and wind potentials in europe. *International Journal of Exergy*, 13(2): 175–200.
- [Cuce et Cuce, 2015] CUCE, E. et CUCE, P. M. (2015). Energetic and exergetic performance assessment of solar cookers with different geometrical designs. *International Journal of Ambient Energy*, 36(2):62–69.

- [Dambreville, 2014] DAMBREVILLE, R. (2014). *Prévision du rayonnement solaire global par télédétection pour la gestion de la production d'énergie photovoltaïque*. Thèse de doctorat, Grenoble.
- [Davis *et al.*, 2001] DAVIS, M. W., FANNEY, A. H. et DOUGHERTY, B. P. (2001). Prediction of building integrated photovoltaic cell temperatures*. *Journal of Solar Energy Engineering*, 123(3):200–210.
- [Dincer et Cengel, 2001] DINCER, I. et CENGEL, Y. A. (2001). Energy, entropy and exergy concepts and their roles in thermal engineering. *Entropy*, 3(3):116–149.
- [Dincer et Rosen, 2012] DINCER, I. et ROSEN, M. A. (2012). *Exergy : energy, environment and sustainable development*. Newnes.
- [Dubey *et al.*, 2009] DUBEY, S., SANDHU, G. et TIWARI, G. (2009). Analytical expression for electrical efficiency of pv/t hybrid air collector. *Applied Energy*, 86(5):697–705.
- [El Basri, 2013] EL BASRI, Y. (2013). *Architecture de puissance distribuée reconfigurable dédiée à l'optimisation de l'énergie photovoltaïque*. Thèse de doctorat, Université Paul Sabatier-Toulouse III.
- [El Chaar et El Zein, 2011] EL CHAAR, L. et EL ZEIN, N. (2011). Review of photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(5):2165–2175.
- [El-Shobokshy et Hussein, 1993] EL-SHOBOKSHY, M. S. et HUSSEIN, F. M. (1993). Effect of dust with different physical properties on the performance of photovoltaic cells. *Solar energy*, 51(6):505–511.
- [Elminir *et al.*, 2006] ELMINIR, H. K., GHITAS, A. E., HAMID, R. H., EL-HUSSAINY, F., BEHEARY, M. M. et ABDEL-MONEIM, K. M. (2006). Effect of dust on the transparent cover of solar collectors. *Energy Conversion and Management*, 47(18-19):3192–3203.
- [Elnozahy *et al.*, 2015] ELNOZAHY, A., RAHMAN, A. K. A., ALI, A. H. H., ABDEL-SALAM, M. et OOKAWARA, S. (2015). Performance of a pv module integrated with standalone building in hot arid areas as enhanced by surface cooling and cleaning. *Energy and Buildings*, 88:100–109.
- [Esrām et Chapman, 2007] ESRAM, T. et CHAPMAN, P. L. (2007). Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on Energy Conversion EC*, 22(2):439.

- [Ferrada *et al.*, 2015] FERRADA, P., ARAYA, F., MARZO, A. et FUENTEALBA, E. (2015). Performance analysis of photovoltaic systems of two different technologies in a coastal desert climate zone of chile. *Solar Energy*, 114:356–363.
- [Fuentes *et al.*, 2007] FUENTES, M., NOFUENTES, G., AGUILERA, J., TALAVERA, D. et CASTRO, M. (2007). Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon pv modules in mediterranean climates. *Solar Energy*, 81(11):1396–1408.
- [Goetzberger *et al.*, 2003] GOETZBERGER, A., HEBLING, C. et SCHOCK, H.-W. (2003). Photovoltaic materials, history, status and outlook. *Materials Science and Engineering : R : Reports*, 40(1):1–46.
- [Good *et al.*, 2015] GOOD, C., ANDRESEN, I. et HESTNES, A. G. (2015). Solar energy for net zero energy buildings—a comparison between solar thermal, pv and photovoltaic–thermal (pv/t) systems. *Solar Energy*, 122:986–996.
- [Grange, 2012] GRANGE, B. (2012). *Modélisation et dimensionnement d’un récepteur solaire à air pressurisé pour le projet PEGASE*. Thèse de doctorat, Thèse de doct. Université Perpignan, 2013 (cf. p. 6).
- [Grau, 2012] GRAU, M. (2012). *Réalisation de nouvelles structures de cellules solaires photovoltaïques à partir de couches minces de silicium cristallin sur substrat de silicium préparé par frittage de poudres*. Thèse de doctorat, INSA de Lyon.
- [Green *et al.*, 2015] GREEN, M. A., EMERY, K., HISHIKAWA, Y., WARTA, W. et DUNLOP, E. D. (2015). Solar cell efficiency tables (version 45). *Progress in photovoltaics : research and applications*, 23(1):1–9.
- [Gwandu et Creasey, 1995] GWANDU, B. et CREASEY, D. (1995). Humidity : a factor in the appropriate positioning of a photovoltaic power station. *Renewable energy*, 6(3):313–316.
- [Hasan et Sumathy, 2010] HASAN, M. A. et SUMATHY, K. (2010). Photovoltaic thermal module concepts and their performance analysis : a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(7):1845–1859.
- [Hu *et al.*, 2013] HU, P., LIU, Y., ZHANG, Q. et CHEN, Z. (2013). Thermodynamic analysis on medium-high temperature solar thermal systems with selective coatings. *Science China Technological Sciences*, 56(12):3137–3143.

- [Hussin *et al.*, 2015] HUSSIN, M., SHAARI, S., OMAR, A. et ZAIN, Z. (2015). Amorphous silicon thin-film : Behaviour of light-induced degradation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43:388–402.
- [IEA, 2015] IEA (2015). Snapshot of global pv markets 2014. *International Energy Agency PVPS, Report*, T1-26.
- [IEC, 1998] IEC (1998). *Photovoltaic system performance monitoring : Guidelines for measurement, data exchange and analysis*. International Electrotechnical Commission.
- [Ishaque *et al.*, 2011] ISHAQUE, K., SALAM, Z., TAHERI, H. et SYAFARUDDIN (2011). Modeling and simulation of photovoltaic (PV) system during partial shading based on a two-diode model. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 19(7):1613–1626.
- [Jeya et Anand, 2011] JEYA, A. S. et ANAND, A. S. (2011). Exergy analysis of single array wind farm using wake effects. *Engineering*, 2011.
- [Joshi et Tiwari, 2007] JOSHI, A. et TIWARI, G. (2007). Monthly energy and exergy analysis of hybrid photovoltaic thermal (pv/t) system for the indian climate. *International Journal of Ambient Energy*, 28(2):99–112.
- [Kahoul *et al.*, 2014] KAHOUL, N., HOUABES, M. et SADOK, M. (2014). Assessing the early degradation of photovoltaic modules performance in the Saharan region. *Energy Conversion and Management*, 82:320–326.
- [Kaldellis et Kapsali, 2011] KALDELLIS, J. K. et KAPSALI, M. (2011). Simulating the dust effect on the energy performance of photovoltaic generators based on experimental measurements. *Energy*, 36(8):5154–5161.
- [Kaldellis *et al.*, 2014] KALDELLIS, J. K., KAPSALI, M. et KAVADIAS, K. A. (2014). Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece. *Renewable Energy*, 66:612–624.
- [Kaltschmitt *et al.*, 2007] KALTSCHMITT, M., STREICHER, W. et WIESE, A. (2007). *Renewable energy : technology, economics and environment*. Springer Science & Business Media.
- [Kaplanis et Kaplani, 2011] KAPLANIS, S. et KAPLANI, E. (2011). Energy performance and degradation over 20years performance of bp c-si pv modules. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 19(4):1201–1211.

- [Kenny *et al.*, 2006] KENNY, R. P., DUNLOP, E. D., OSSENBRINK, H. A. et MÜLLEJANS, H. (2006). A practical method for the energy rating of c-Si photovoltaic modules based on standard tests. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 14(2):155–166.
- [Ketjoy *et al.*, 2013] KETJOY, N., SIRISAMPHANWONG, C. et KHAOSAAD, N. (2013). Performance Evaluation of 10 kWp Photovoltaic Power Generator under Hot Climatic Condition. *Energy Procedia*, 34:291–297.
- [King *et al.*, 2004] KING, D. L., KRATOCHVIL, J. A. et BOYSON, W. E. (2004). *Photovoltaic array performance model*. Citeseer.
- [Klugmann-Radziemska, 2015] KLUGMANN-RADZIEMSKA, E. (2015). Degradation of electrical performance of a crystalline photovoltaic module due to dust deposition in northern poland. *Renewable Energy*, 78:418–426.
- [Koehl *et al.*, 2011] KOEHL, M., HECK, M., WIESMEIER, S. et WIRTH, J. (2011). Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(7):1638–1646.
- [Koroneos et Katopodi, 2011] KORONEOS, C. et KATOPODI, E. (2011). Maximization of wind energy penetration with the use of h₂ production—an exergy approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1):648–656.
- [Koroneos *et al.*, 2003] KORONEOS, C., SPACHOS, T. et MOUSSIOPOULOS, N. (2003). Exergy analysis of renewable energy sources. *Renewable Energy*, 28(2):295–310.
- [Kotas, 2013] KOTAS, T. J. (2013). *The exergy method of thermal plant analysis*. Elsevier.
- [Krauter, 2004] KRAUTER, S. (2004). Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 82(1):131–137.
- [Kroposki *et al.*, 1994] KROPOSKI, B., EMERY, K., MYERS, D. et MRIG, L. (1994). A comparison of photovoltaic module performance evaluation methodologies for energy ratings. *Proceedings of 1994 IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion - WC-PEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC)*, 1.
- [Kumar *et al.*, 2012] KUMAR, N., VISHWANATH, G. et GUPTA, A. (2012). An exergy based unified test protocol for solar cookers of different geometries. *Renewable Energy*, 44:457–462.

- [Kurnik *et al.*, 2011] KURNIK, J., JANKOVEC, M., BRECL, K. et TOPIC, M. (2011). Outdoor testing of PV module temperature and performance under different mounting and operational conditions. *In Solar Energy Materials and Solar Cells*, volume 95, pages 373–376.
- [Kymakis *et al.*, 2009] KYMAKIS, E., KALYKAKIS, S. et PAPAZOGLU, T. M. (2009). Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of crete. *Energy Conversion and Management*, 50(3):433–438.
- [Lindroos et Savin, 2016] LINDROOS, J. et SAVIN, H. (2016). Review of light-induced degradation in crystalline silicon solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 147:115–126.
- [Luque et Hegedus, 2011] LUQUE, A. et HEGEDUS, S. (2011). *Handbook of photovoltaic science and engineering*. John Wiley & Sons.
- [Makrides *et al.*, 2009] MAKRIDES, G., ZINSSER, B., GEORGHIOU, G. E., SCHUBERT, M. et WERNER, J. H. (2009). Temperature behaviour of different photovoltaic systems installed in Cyprus and Germany. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 93(6-7):1095–1099.
- [Malik *et al.*, 2010] MALIK, A., CHEE, L., SHENG, T. K. et BLUNDELL, M. (2010). Influence of temperature on the performance of photovoltaic polycrystalline silicon module in the bruneian climate. *ASEAN Journal Science and Technology Development*, 26(2):61–72.
- [Markvart et Landsberg, 2002] MARKVART, T. et LANDSBERG, P. (2002). Thermodynamics and reciprocity of solar energy conversion. *Physica E : Low-dimensional Systems and Nanostructures*, 14(1):71–77.
- [Mayer *et al.*, 2014] MAYER, A., GAOUYAT, L., NICOLAY, D., CARLETTI, T. et DEPARIS, O. (2014). Multi-objective genetic algorithm for the optimization of a flat-plate solar thermal collector. *Optics express*, 22(106):A1641–A1649.
- [Mekhilef *et al.*, 2012] MEKHILEF, S., SAIDUR, R. et KAMALISARVESTANI, M. (2012). Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5):2920–2925.
- [Micheli *et al.*, 2014] MICHELI, D., ALESSANDRINI, S., RADU, R. et CASULA, I. (2014). Analysis of the outdoor performance and efficiency of two grid connected photovoltaic systems in northern italy. *Energy Conversion and Management*, 80:436–445.
- [Muñoz-García *et al.*, 2012] MUÑOZ-GARCÍA, M. A., MARIN, O., ALONSO-GARCÍA, M. et CHENLO, F. (2012). Characterization of thin film pv modules under standard test conditions :

- Results of indoor and outdoor measurements and the effects of sunlight exposure. *Solar Energy*, 86(10):3049–3056.
- [Ndiaye, 2013] NDIAYE, A. (2013). *Etude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques : Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance*. Thèse de doctorat, UNIVERSITÉ CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR.
- [Ndiaye et al., 2013a] NDIAYE, A., CHARKI, A., KOBİ, A., KÉBÉ, C. M., NDIAYE, P. A. et SAMBOU, V. (2013a). Degradations of silicon photovoltaic modules : A literature review. *Solar Energy*, 96:140–151.
- [Ndiaye et al., 2013b] NDIAYE, A., KÉBÉ, C. M., NDIAYE, P. A., CHARKI, A., KOBİ, A. et SAMBOU, V. (2013b). Impact of dust on the photovoltaic (pv) modules characteristics after an exposition year in sahelian environment : The case of senegal. *Intl. Journal of Physical Sciences*, 8(21):1166–1173.
- [Ndiaye et al., 2013c] NDIAYE, A., KÉBÉ, C. M., NDIAYE, P. A., CHARKI, A., KOBİ, A. et SAMBOU, V. (2013c). A novel method for investigating photovoltaic module degradation. *Energy Procedia*, 36:1222–1231.
- [Ndiaye et al., 2014] NDIAYE, A., KÉBÉ, C. M. F., CHARKI, A., NDIAYE, P. A., SAMBOU, V. et KOBİ, A. (2014). Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment. *Solar Energy*, 103:70–77.
- [Nordmann et Clavadetscher, 2003] NORDMANN, T. et CLAVADETSCHER, L. (2003). Understanding temperature effects on PV system performance. *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of*, 3.
- [Notton et al., 2009] NOTTON, G., COLDA, I., CALUIANU, S. et DAMIAN, A. (2009). Photovoltaic energy generation under partially shading conditions. *In Advanced Electromechanical Motion Systems & Electric Drives Joint Symposium, 2009. ELECTROMOTION 2009. 8th International Symposium on*, pages 1–6. IEEE.
- [Notton et al., 2005] NOTTON, G., CRISTOFARI, C., MATTEI, M. et POGGI, P. (2005). Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences. *Applied Thermal Engineering*, 25(17):2854–2877.
- [Odeh et Behnia, 2009] ODEH, S. et BEHNIA, M. (2009). Improving photovoltaic module efficiency using water cooling. *Heat Transfer Engineering*, 30(6):499–505.
- [OECD, 2012] OECD, I. (2012). World energy outlook 2012. *Vienna : IEA*.

-
- [Osterwald, 1986] OSTERWALD, C. (1986). Translation of device performance measurements to reference conditions. *Solar cells*, 18(3):269–279.
- [Osterwald *et al.*, 2002] OSTERWALD, C., ANDERBERG, A., RUMMEL, S. et OTTOSON, L. (2002). Degradation analysis of weathered crystalline-silicon pv modules. *In Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*, pages 1392–1395. IEEE.
- [Ould Bilal, 2012] OULD BILAL, B. (2012). *Mise en oeuvre de nouvelles approches d'optimisation multi-objectif de systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène*. Thèse de doctorat, UNIVERSITÉ CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR.
- [Ozgener et Ozgener, 2007] OZGENER, O. et OZGENER, L. (2007). Exergy and reliability analysis of wind turbine systems : a case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(8):1811–1826.
- [Ozturk, 2007] OZTURK, H. H. (2007). Comparison of energy and exergy efficiency for solar box and parabolic cookers. *Journal of Energy Engineering*, 133(1):53–62.
- [Park *et al.*, 2010] PARK, K., KANG, G., KIM, H., YU, G. et KIM, J. (2010). Analysis of thermal and electrical performance of semi-transparent photovoltaic (pv) module. *Energy*, 35(6):2681–2687.
- [Park *et al.*, 2013] PARK, N. C., OH, W. W. et KIM, D. H. (2013). Effect of temperature and humidity on the degradation rate of multicrystalline silicon photovoltaic module. *International Journal of Photoenergy*, 2013.
- [Parretta *et al.*, 1998] PARRETTA, A., SARNO, A. et VICARI, L. R. (1998). Effects of solar irradiation conditions on the outdoor performance of photovoltaic modules. *Optics Communications*, 153(1):153–163.
- [Paulescu *et al.*, 2012] PAULESCU, M., PAULESCU, E., GRAVILA, P. et BADESCU, V. (2012). *Weather modeling and forecasting of PV systems operation*. Springer Science & Business Media.
- [Pazheri *et al.*, 2014] PAZHERI, F., OTHMAN, M. et MALIK, N. (2014). A review on global renewable electricity scenario. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31:835–845.
- [Petela, 2003] PETELA, R. (2003). Exergy of undiluted thermal radiation. *Solar Energy*, 74(6):469–488.

-
- [Petibon, 2009] PETIBON, S. (2009). Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l. *Energie pour les Applications Photovoltaïques*.
- [Philibert, 2013] PHILIBERT, C. (2013). Technology roadmap : Solar thermal electricity.
- [Pope *et al.*, 2010] POPE, K., DINCER, I. et NATERER, G. (2010). Energy and exergy efficiency comparison of horizontal and vertical axis wind turbines. *Renewable Energy*, 35(9):2102–2113.
- [Quintana *et al.*, 2002] QUINTANA, M., KING, D., MCMAHON, T. et OSTERWALD, C. (2002). Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002*.
- [Radbeh, 2008] RADBEH, R. (2008). *Réalisation et caractérisation de cellules solaires organiques à couches composites polymères incluant des nanotubes de carbones*. Thèse de doctorat, Limoges.
- [Radue et Van Dyk, 2010] RADUE, C. et VAN DYK, E. (2010). A comparison of degradation in three amorphous silicon pv module technologies. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 94(3):617–622.
- [Radziemska et Klugmann, 2002] RADZIEMSKA, E. et KLUGMANN, E. (2002). Thermally affected parameters of the current-voltage characteristics of silicon photocell. *Energy Conversion and Management*, 43(14):1889–1900.
- [Reddy *et al.*, 2012] REDDY, V. S., KAUSHIK, S. et TYAGI, S. (2012). Exergetic analysis and performance evaluation of parabolic trough concentrating solar thermal power plant (ptcstpp). *Energy*, 39(1):258–273.
- [Rosen et Bulucea, 2009] ROSEN, M. A. et BULUCEA, C. A. (2009). Using exergy to understand and improve the efficiency of electrical power technologies. *Entropy*, 11(4):820–835.
- [Rouholamini *et al.*, 2014] ROUHOLAMINI, A., POURGHARIBSHAHI, H., FADAEINEDJAD, R. et ABDOLZADEH, M. (2014). Temperature of a photovoltaic module under the influence of different environmental conditions—experimental investigation. *International Journal of Ambient Energy*, (ahead-of-print):1–7.
- [Rújula et Dia, 2010] RÚJULA, A. A. B. et DIA, N. K. (2010). Application of a multi-criteria analysis for the selection of the most suitable energy source and water desalination system in mauritania. *Energy Policy*, 38(1):99–115.

- [Rüther *et al.*, 2008] RÜTHER, R., DEL CUETO, J., TAMIZH-MANI, G., MONTENEGRO, A., RUMMEL, S., ANDERBERG, A. et VON ROEDERN, B. (2008). Performance test of amorphous silicon modules in different climates-year four : Progress in understanding exposure history stabilization effects. *In Photovoltaic Specialists Conference, 2008. PVSC'08. 33rd IEEE*, pages 1–5. IEEE.
- [Sahin *et al.*, 2007] SAHIN, A. D., DINCER, I. et ROSEN, M. A. (2007). Thermodynamic analysis of solar photovoltaic cell systems. *Solar energy materials and solar cells*, 91(2):153–159.
- [Sakamoto et Oshiro, 2003] SAKAMOTO, S. et OSHIRO, T. (2003). Field test results on the stability of crystalline silicon photovoltaic modules manufactured in the 1990s. *In Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on*, volume 2, pages 1888–1891. IEEE.
- [Sánchez-Friera *et al.*, 2011] SÁNCHEZ-FRIERA, P., PILIOUGINE, M., PELAEZ, J., CARRETERO, J. et Sidrach de CARDONA, M. (2011). Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon pv modules after 12 years of operation in southern europe. *Progress in photovoltaics : Research and Applications*, 19(6):658–666.
- [Sarhaddi *et al.*, 2010] SARHADDI, F., FARAHAT, S., AJAM, H. et BEHZADMEHR, a. (2010). Exergetic Performance Evaluation of a Solar Photovoltaic (PV) Array. *Australian Journal of Basic Applied Sciences*, 4(3):502–519.
- [Sayyah *et al.*, 2014] SAYYAH, A., HORENSTEIN, M. N. et MAZUMDER, M. K. (2014). Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels. *Solar Energy*, 107:576–604.
- [Scenario *et al.*, 2015] SCENARIO, N., EAST, M. et CEDEX, P. (2015). World energy outlook 2014 factsheet. *Paris : International Energy Agency*.
- [Schwingshackl *et al.*, 2013] SCHWINGSHACKL, C., PETITTA, M., WAGNER, J., BELLUARDO, G., MOSER, D., CASTELLI, M., ZEBISCH, M. et TETZLAFF, A. (2013). Wind Effect on PV Module Temperature : Analysis of Different Techniques for an Accurate Estimation. *Energy Procedia*, 40:77–86.
- [Sharma et Chandel, 2013] SHARMA, V. et CHANDEL, S. (2013). Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27:753–767.
- [Sims, 2004] SIMS, R. (2004). Renewable energy : a response to climate change. *Solar energy*, 76(1):9–17.

- [Skoczek *et al.*, 2009] SKOCZEK, A., SAMPLE, T. et DUNLOP, E. (2009). The results of performance measurements of field-aged crystalline silicon photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 17:227–240.
- [Skoplaki *et al.*, 2008] SKOPLAKI, E., BOUDOUVIS, A. G. et PALYVOS, J. A. (2008). A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 92(11):1393–1402.
- [Skoplaki et Palyvos, 2009a] SKOPLAKI, E. et PALYVOS, J. (2009a). Operating temperature of photovoltaic modules : A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*, 34(1):23–29.
- [Skoplaki et Palyvos, 2009b] SKOPLAKI, E. et PALYVOS, J. A. (2009b). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance : A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, 83(5):614–624.
- [Su *et al.*, 2009] SU, J., WANG, S. et CHEN, C. (2009). Experimental study of electricity generation by photovoltaic thermal collectors : Comparison with conventional photovoltaic panels. *In Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I–Vol. V)*, pages 872–875. Springer.
- [Sudhakar et Srivastava, 2014] SUDHAKAR, K. et SRIVASTAVA, T. (2014). Energy and exergy analysis of 36 w solar photovoltaic module. *International Journal of Ambient Energy*, 35(1): 51–57.
- [Sulaiman *et al.*, 2011] SULAIMAN, S. A., HUSSAIN, H. H., LEH, N. et RAZALI, M. S. (2011). Effects of dust on the performance of pv panels. *World Academy of Science, Engineering and Technology*, 58:588–593.
- [Tan *et al.*, 2010] TAN, C. M., CHEN, B. K. E. et TOH, K. P. (2010). Humidity study of a-Si PV cell. *In Microelectronics Reliability*, volume 50, pages 1871–1874.
- [Tejwani et Solanki, 2010] TEJWANI, R. et SOLANKI, C. S. (2010). 360 sun tracking with automated cleaning system for solar pv modules. *In Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE*, pages 002895–002898. IEEE.
- [Trillo-Montero *et al.*, 2014] TRILLO-MONTERO, D., SANTIAGO, I., LUNA-RODRIGUEZ, J. et REAL-CALVO, R. (2014). Development of a software application to evaluate the performance and energy losses of grid-connected photovoltaic systems. *Energy Conversion and Management*, 81:144–159.

-
- [Trinuruk *et al.*, 2009] TRINURUK, P., SORAPIPATANA, C. et CHENVIDHYA, D. (2009). Estimating operating cell temperature of BIPV modules in Thailand. *Renewable Energy*, 34(11):2515–2523.
- [Van Dyk *et al.*, 2005] VAN DYK, E. E., GXASHEKA, A. R. et MEYER, E. L. (2005). Monitoring current-voltage characteristics and energy output of silicon photovoltaic modules. *Renewable Energy*, 30(3):399–411.
- [Van Dyk *et al.*, 2002] VAN DYK, E. E., MEYER, E. L., VORSTER, F. J. et LEITCH, A. W. R. (2002). Long-term monitoring of photovoltaic devices. *Renewable Energy*, 25(2):183–197.
- [Vats et Tiwari, 2012] VATS, K. et TIWARI, G. N. (2012). Energy and exergy analysis of a building integrated semitransparent photovoltaic thermal (BISPVT) system. *Applied Energy*, 96:409–416.
- [Vázquez et Rey-Stolle, 2008] VÁZQUEZ, M. et REY-STOLLE, I. (2008). Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 16(5):419–433.
- [Villalva *et al.*, 2009] VILLALVA, M. G., GAZOLI, J. R. et FILHO, E. R. (2009). Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 24(5):1198–1208.
- [Weber *et al.*, 2014] WEBER, B., QUIÑONES, A., ALMANZA, R. et DURAN, M. D. (2014). Performance reduction of pv systems by dust deposition. *Energy Procedia*, 57:99–108.
- [Wohlgemuth *et al.*, 2005] WOHLGEMUTH, J. H., CUNNINGHAM, D., NGUYEN, A. et MILLER, J. (2005). Long Term Reliability of PV Modules. In *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, numéro June, pages 6–10.
- [Xiao *et al.*, 2004] XIAO, W., DUNFORD, W. G. et CAPEL, A. (2004). A novel modeling method for photovoltaic cells. In *PESC Record - IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference*, volume 3, pages 1950–1956.
- [Xydis, 2013a] XYDIS, G. (2013a). On the exergetic capacity factor of a wind - Solar power generation system. *Journal of Cleaner Production*, 47:437–445.
- [Xydis, 2013b] XYDIS, G. (2013b). The wind chill temperature effect on a large-scale PV plant-an exergy approach. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 21(8):1611–1624.

[Xydis *et al.*, 2009] XYDIS, G., KORONEOS, C. et LOIZIDOU, M. (2009). Exergy analysis in a wind speed prognostic model as a wind farm sitting selection tool : a case study in southern greece. *Applied Energy*, 86(11):2411–2420.

[Zinsser et Makrides, 2007] ZINSSER, B. et MAKRIDES, G. (2007). Annual energy yield of 13 photovoltaic technologies in Germany and in Cyprus. *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pages 1–4.

Annexe 1. Communications et publications

Publications dans des revues Internationales indexées

SIDI, C. E. B. E., NDIAYE, M. L., NDIAYE, A., & NDIAYE, P. A. (2015). Outdoor performance analysis of a monocrystalline photovoltaic module : Irradiance and temperature effect on exergetic efficiency. *International Journal of Physical Sciences*, 10(11), 351-358.

Sidi, C. E. B. E., Ndiaye, M. L., El Bah, M., Mbodji, A., Ndiaye, A., & Ndiaye, P. A. (2016). Performance analysis of the first large-scale (15 *MW_p*) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania. *Energy Conversion and Management*, 119, 411-421.

Communications dans des conférences Internationales et régionales

Cheikh El Banany EL HADJ SIDI, Mamadou Lamine NDIAYE, Pape Alioune NDIAYE. Analyse Exergétique de l'Effet des Paramètres Météorologiques sur les Performances d'un Système Electrique Photovoltaïque-Eolien : Cas du Site de Gandon (Sénégal)" 4ème Edition CASAMANSUN 2014, ScienceLib - Editions Mersenne – ISSN : 2111-4706, pp. 31-38 ,15-17 Mai 2014, Ziguinchor – Sénégal.

Cheikh El Banany Elhadj Sidi, Mamadou Lamine Ndiaye, Menny El Bah, Papa Alioune Ndiaye. Analyse et évaluation des performances de la centrale Sheikh Zaed : première centrale photovoltaïque à grande échelle de la Mauritanie. Première édition de la journée scientifique des doctorants de l'ESP, 11 Juin 2016.

Annexe 2. Variation journalière des paramètres météorologiques

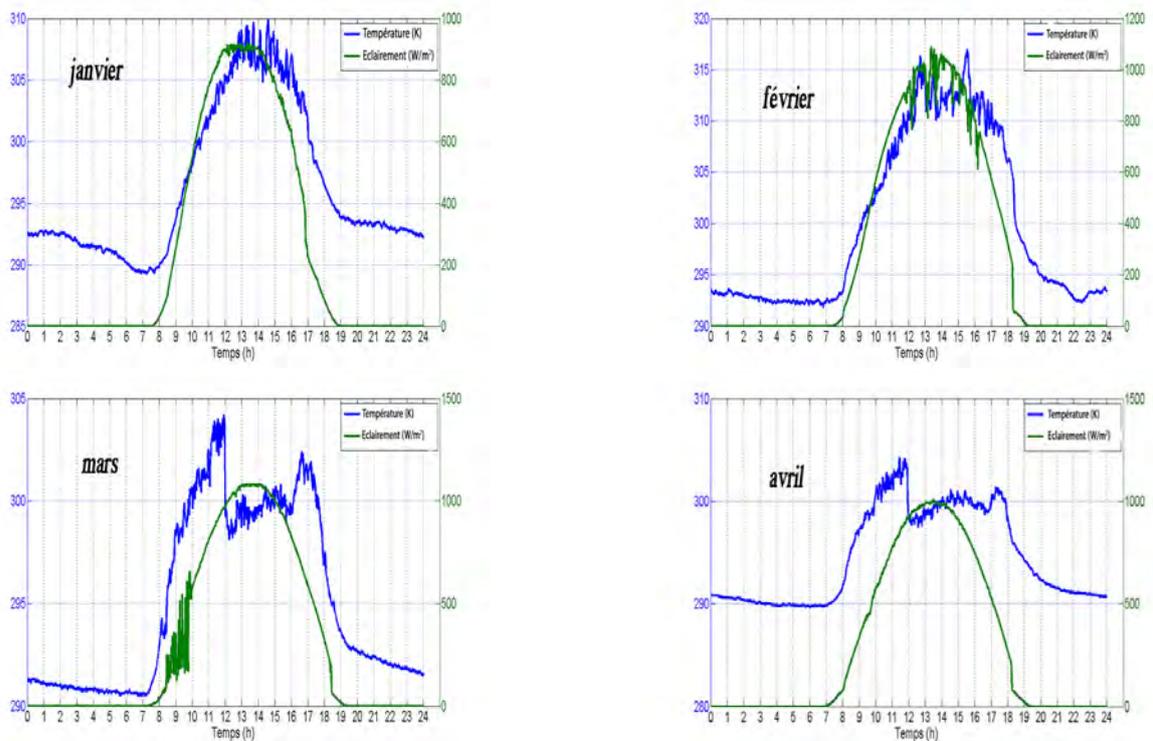


Figure A.2.1 - Variation journalière de l'éclairement et de la température pour les mois de janvier février, mars et avril.

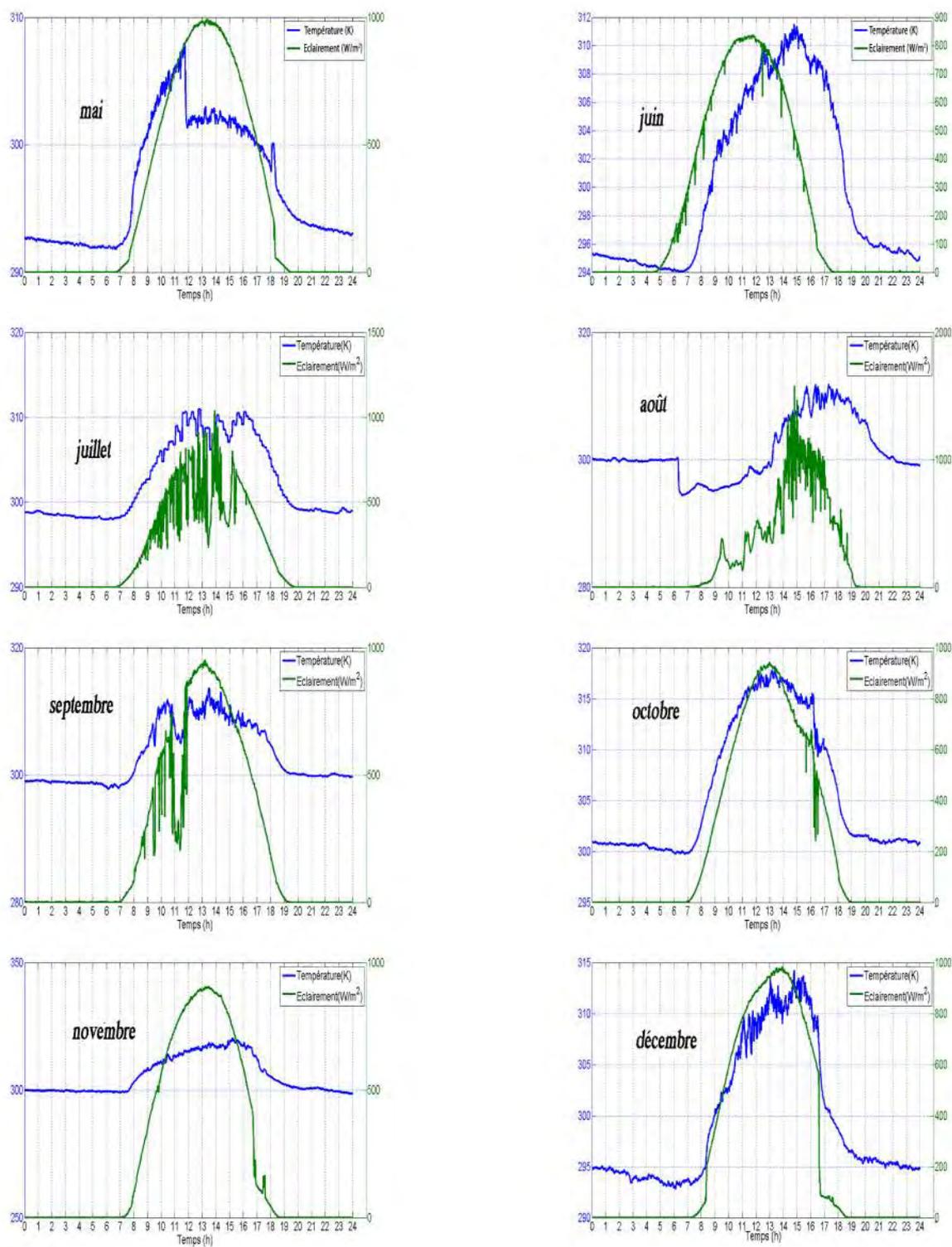


Figure A.2.2 - Variation journalière de l'éclairement et de la température pour les mois de mai, juin, juillet, août, septembre, octobre, novembre et décembre.

Annexe 3. Variation journalière du taux exergétique électrique et du taux des pertes exergétiques thermiques

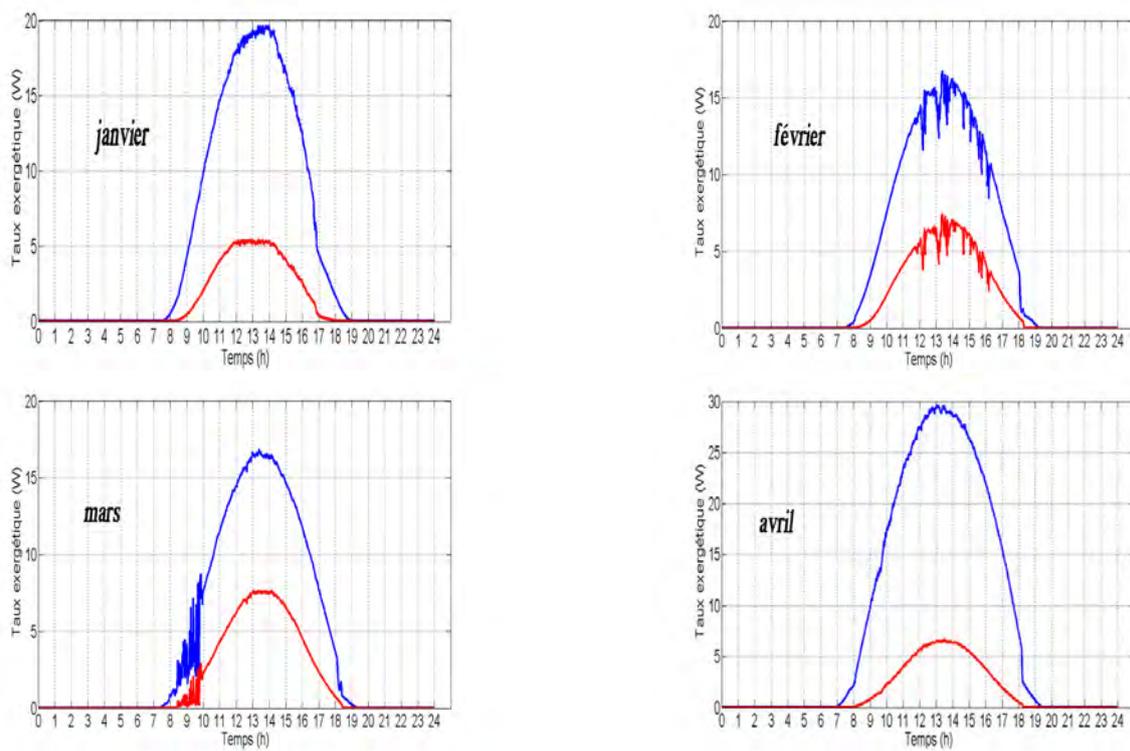


Figure A.3.1 - Variation journalière du taux exergétique électrique (bleu) et du taux des pertes exergétiques thermiques (rouge) pour les mois de janvier, février, mars et avril.

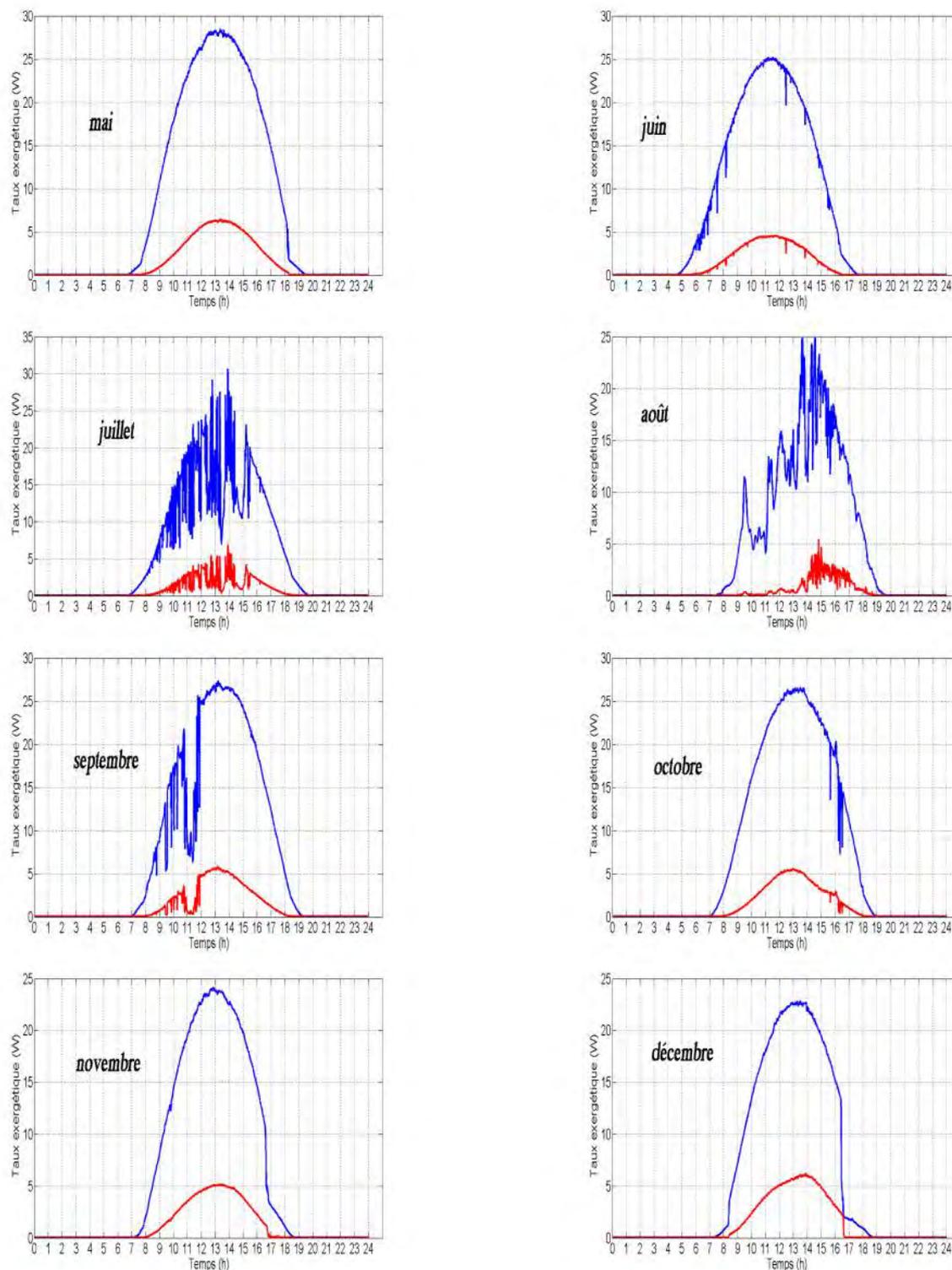


Figure A.3.2. - Variation journalière du taux exergétique électrique (bleu) et du taux des pertes exergétiques thermiques (rouge) pour les mois de mai, juin, juillet, août, septembre, octobre, novembre et décembre.

Nom et prénoms : **Cheikh El Banany Elhadj Sidi**

Titre de la thèse : **Contribution à l'étude des performances des systèmes photovoltaïques dans les conditions environnementales sahéliennes.**

Résumé

Ce travail s'inscrit dans le contexte de la promotion des énergies renouvelables notamment le photovoltaïque en général et l'analyse des performances des systèmes photovoltaïques en particulier. Les modules photovoltaïques sont caractérisés dans les conditions de test qui sont très différentes des conditions environnementales réelles sur le terrain. Durant leur fonctionnement, les performances des modules photovoltaïques dépendent de la variation des conditions environnementales locales du site d'implantation. Particulièrement, dans la région du Sahel, le potentiel solaire est très favorable, mais l'on est confronté à des températures très élevées et la poussière est omniprésente. Ces paramètres en plus d'autres paramètres environnementaux tels que l'humidité et le rayonnement ultraviolet peuvent causer des pertes dans la production et dégrader les performances des modules photovoltaïques. Nous avons d'une part, utilisé une plateforme expérimentale installée au centre international de formation et de recherche en énergie solaire (CIFRES) pour examiner les performances d'un module solaire photovoltaïque dans les conditions climatiques de Dakar et définir les relations entre les performances du module et les paramètres environnementaux tels que l'éclairement, la température et l'accumulation de la poussière. D'autre part, les données de la centrale solaire PV Sheikh Zaed (Nouakchott) nous ont permis d'étudier l'effet des conditions environnementales locales sur la production et d'évaluer les pertes qui se produisent lors du processus de conversion. Ces études représentent un atout pour la prévision des performances et de la production des systèmes photovoltaïque dans les conditions locales de fonctionnement similaires aux sites investigués.

Mots clés : Analyse des performances ; modules photovoltaïques ; paramètres environnementaux ; pertes de conversion ; indices de performances.

Name and first name : **Cheikh El Banany Elhadj Sidi**

Thesis title : **Contribution to the study of photovoltaic system performances in sahelian environmental conditions.**

Summary

This work is in the context of the renewable energy promotion including solar photovoltaic in general and performance analysis of PV systems in particular. Photovoltaic modules are characterized in the test conditions that are very different from environmental conditions in the field. During their operation, the photovoltaic module performances depend on the variation of local environmental conditions within the site. Particularly in the Sahel region, the solar potential is very favorable, but modules are faced with very high temperatures and dust is omnipresent. These parameters along with other parameters such as humidity and ultraviolet radiation can cause losses in production and reduce photovoltaic module performances. On one hand, we used the experimental platform installed at the international center for training and research on solar energy (CIFRES) to examine the performance of a photovoltaic solar module in the local climate conditions of Dakar and to define the relationship between the module performances and environmental parameters such as irradiance, temperature and dust accumulation. On other hand, data from the Sheikh Zaed solar plant (Nouakchott) allowed us to study the effect of local environmental conditions on production and evaluate the losses that occur during the conversion process. These studies represent an asset for prediction of production and performance of photovoltaic modules in local conditions of operation similar to the investigated sites.

Key words : Performance analysis ; photovoltaic modules ; environmental parameters ; conversion losses ; performance indices.