



ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DES PERFORMANCES DE DIFFERENTES TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAÏQUES EN REGION SOUDANO-SAHELIENNE : CAS DE LA VILLE DE OUAGADOUGOU

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE
MASTER
SPECIALITE GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 21 janvier 2019 par

Noura KHASTALANI (20101026)

Directeur de mémoire : **Dr Yézouma COULIBALY, Maître de conférences CAMES**

Encadrant : **Dr. Y. Moussa SORO, Maître assistant CAMES**

LABORATOIRE ENERGIE SOLAIRE ET ECONOMIE D'ENERGIE (LESEE),
2iE, Ouagadougou, Burkina Faso

Jury d'évaluation du stage :

Président : Ing. Francis SEMPORE

Membres et correcteurs : Dr. Yézouma COULIBALY

Dr. Yrébégnan Moussa SORO

Dr. Daniel YAMEGUEU

Promotion [2014/2015]

À mon père Khastalani Mahamat

À ma mère Mouna Salah

À mes chers frères et sœurs

Je dédie ce travail

REMERCIEMENTS

Ce mémoire de fin d'études a été réalisé au Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) sur le site de Kamboinsé situé à 15 km de Ouagadougou au Burkina Faso.

J'adresse mes sincères remerciements à Dr Daniel YAMEGUEU, chef du laboratoire LESEE qui a bien voulu m'accepter dans son laboratoire mes travaux de recherche de master.

Dr Yézouma COULIBALY, Maître de conférences CAMES, a accepté de diriger les travaux de ce mémoire sans hésitation. Qu'il trouve ici ma reconnaissance pour cette marque d'attention.

Dr Y. Moussa SORO, Maître assistant CAMES a encadré mes travaux au jour le jour au sein du laboratoire. Cher encadrant, je vous prie de trouver dans ces lignes ma gratitude pour votre disponibilité tout au long de mes travaux de stage.

L'ingénieur Alain TOSSA, doctorant à 2iE m'a aidé à écrire les programmes de traitement des données sur Matlab ainsi que les protocoles expérimentaux. Alain, merci beaucoup pour ta franche collaboration et pour tous les efforts que tu as consentis pour m'aider à terminer convenablement mes travaux de stage.

C'est aussi l'occasion de remercier tout le personnel du LESEE avec qui j'ai travaillé dans le cadre de mon stage.

Mes remerciements vont également à l'endroit de ma famille et mes amis qui m'ont continuellement soutenu durant mon cursus.

Enfin, je remercie tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail, d'une manière ou d'une autre.

RESUME

Cette étude compare les performances énergétiques et économiques de différentes technologies de modules photovoltaïques installés au Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) de 2iE sur le site de Kamboinsé à Ouagadougou. Trois (3) technologies de modules PV ont été analysées suivant la méthodologie du coût moyen actualisé de l'énergie (LCOE) ; il s'agit notamment du monocristallin, de deux (2) types de polycristallins de fabricants différents et du micromorphe. Premièrement une étude de l'impact de la poussière sur les performances des modules a été effectuée au cours des deux saisons (sèche et pluvieuse) de l'année en considérant dans chacune d'elles deux périodes : une période sans nettoyage et une période de nettoyage des modules. La période sans nettoyage permet de déterminer les taux journaliers de dégradation des performances des modules et la période de nettoyage sert à la détermination des fréquences optimales de nettoyage. L'étude révèle que le courant de court-circuit (I_{sc}) et la puissance maximale (P_{mp}) sont les performances les plus affectées par le dépôt de la poussière et la salissure sur les surfaces des modules PV. Les performances des modules sont peu affectées durant la saison pluvieuse. Dans la saison sèche, des fréquences optimales de nettoyage de six (6) jours, cinq (5) jours et dix-neuf (19) jours ont été obtenues respectivement pour le monocristallin, le polycristallin de type 1 et le micromorphe montrant ainsi la sensibilité des différentes technologies vis-à-vis de la poussière. L'analyse technico-économique donne des valeurs du LCOE exprimées en FCFA/kWh de 4,05 pour le monocristallin, 1,89 pour le polycristallin et 0,92 pour le micromorphe. Partant de cette analyse, le micromorphe est la meilleure technologie techniquement et économiquement fiable dans les conditions climatiques similaires à la ville de Ouagadougou notamment dans la zone soudano sahélienne.

Mots Clés :

- 1- LCOE**
- 2- Poussière**
- 3- Ratio de performance**
- 4- Saison**
- 5- Technologie PV**

ABSTRACT

This study compares the energy and economic performances of various technologies of photovoltaic modules installed at the Laboratory Solar energy and Energy Saving (LESEE) of 2iE on the site of Kamboinsé in Ouagadougou. Three (3) technologies of modules PV were analyzed according to the methodology of the Levelised Cost of Energy (LCOE); it is in particular single-crystal, two types of polycrystalline by different manufacturers and micromorphe. Firstly an impact study of dust on the performances of the modules was carried out during two seasons (dry and rainy) of the year while considering in each one two periods: one period without cleaning and a period of cleaning of the modules. The period without cleaning makes it possible to determine the daily rates of degradation of the performances of the modules and the period of cleaning is used to determinate the optimal frequencies of cleaning. The study reveals that current short-circuit (I_{sc}) and the maximum power (P_{mp}) are the performances most affected by the deposit of dust and the stain on surfaces of modules PV. The performances of the modules are not very affected during the rainy season. In the dry season, optimal frequencies of six (6) days, five (5) days cleaning and nineteen (19) days were obtained respectively for the single-crystal one, the polycrystalline one of type 1 and the micromorphe thus showing the sensitivity of various technologies to dust. The technico-economic analysis gives values of the LCOE expressed in FCFA/kWh gives 4.05 for the single-crystal one, 1.89 for the polycrystalline one and 0.92 for the micromorphe. On the basis of this analysis, the micromorphe is the best technology technically and economically reliable under the climatic conditions similar to the town of Ouagadougou in particular in sudano Sahelian zone.

Keywords:

- 1- **Dust**
- 2- **LCOE**
- 3- **Performance Ratio**
- 4- **Season**
- 5- **Technology PV**

LISTE DES ABREVIATIONS

a-Si	Silicium amorphe	
Isc	Courant de court-circuit	[A]
LCOE	Levelised Cost Of Energy	[FCFA/kWh]
mc-Si	Silicium microcristallin	
pc-Si	Silicium polycristallin	
Pmp	Puissance maximale	[W]
PR	Ratio de performance	[%]
PV	Photovoltaïque	
sc-Si	Silicium monocristallin	
SONABEL	Société National Burkinabé d'Electricité	
STC	Conditions de test standard	
Tcellule	Température d'une cellule PV	[°C]
Tm	Température d'un module PV	[°C]
Voc	Tension en circuit ouvert	[V]

SOMMAIRE

Remerciements	ii
Résumé	iii
LISTE DES ABREVIATIONS	v
LISTE DES TABLEAUX	3
LISTE DES FIGURES	4
<i>I Introduction</i>	5
I.1 GENERALITES	5
I.2 Contexte.....	5
I.3 Objectifs du stage	6
I.4 Hypothèses de travail	7
<i>II Synthèse bibliographique</i>	9
II.1 Généralité sur l'énergie photovoltaïque.....	9
II.1.1 Cellules photovoltaïques	9
II.1.2 Principe de fonctionnement d'une cellule PV	9
II.1.3 Modules photovoltaïques	10
II.1.4 Les caractéristiques de performance d'un module PV	10
II.1.5 Les technologies photovoltaïques	10
II.2 Analyse technico économique des performances de différentes technologies de modules PV	11
II.2.1 Les indicateurs de performances	12
<i>III Matériels et Méthodes</i>	17
III.1 Dispositif expérimental.....	17
III.2 Méthodologie	18
III.2.1 Traitement préalable des mesures.....	18
III.2.2 Le ratio de performance des modules.....	19
III.2.3 Etude de l'influence de la poussière	19
III.2.4 Le calcul du LCOE.....	23
<i>IV Résultats et Discussion</i>	24
IV.1 Etude de l'influence de la poussière sur les performances des modules	24

Analyse technico-économique des performances de différentes technologies photovoltaïques en région soudano-sahélienne: cas de la ville de Ouagadougou

IV.1.1	Variation des performances des modules	24
IV.1.2	Détermination des Taux Journaliers de Dégradation (TJD) des performances des modules....	26
IV.1.3	Détermination des fréquences optimales de nettoyage des modules dans chacune des saisons	28
IV.1.4	Analyse technico-économique : PR et LCOE des différents types de modules	37
V	Conclusions	39
VI	Recommandations - Perspectives.....	39
VII	Bibliographie	40
VIII	Annexes.....	42

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I: Les constantes utilisées dans les estimations économiques.....	7
Tableau II: Taux de dégradation (TGD et TJD) des performances des modules étudiés en saison sèche.....	26
Tableau III: Taux de dégradation (TGD et TJD) des performances des modules étudiés en saison pluvieuse.....	28
Tableau IV : LCOE de différents types des modules étudiés	38

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	9
Figure 2: Part du marché de différentes technologies PV [9]	11
Figure 3: Vue synoptique de différentes technologies PV étudiées.....	17
Figure 4: Banc de caractérisation (I-V) de 2iE	18
Figure 8 <i>Moyennes journalières des puissances maximales des modules sur toute la durée de l'étude pour $G=800 \text{ W/m}^2$ et $T_{\text{mod}}=25^\circ\text{C}$ (s : sèche et P : pluvieuse).</i>	25
Figure 9 : <i>Moyennes journalières des courant de court-circuit des modules sur toute la durée de l'étude pour $G=800 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$ (s : sèche et P : pluvieuse).</i>	25
Figure 10 : <i>Moyennes journalières des tensions en circuit-ouvert des modules sur toute la durée de l'étude pour $G=800 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$ (s : sèche et P : pluvieuse).</i>	26
Figure 11: Absorbance de la poussière et réponse spectrales des technologies cristalline et amorphe.....	27
Figure 12 : Comparaison des performances des modules de technologies cristallines (monocristallin et polycristallin tous de 50 Wc STC) le premier jour de l'étude	29
Figure 13 : Variation de température des modules de technologie cristalline le premier jour de l'étude.....	30
Figure 14 : Comparaison des performances des modules de technologies micromorphe de puissance STC 128 Wc le premier jour de l'étude.....	31
Figure 15 : Approximation par différents modèles du gain énergétique des modules polycristallins de type 1 nettoyés à différentes fréquences N.	32
Figure 16 : Résultats de la modélisation par type de modules, du gain énergétique en fonction de différentes fréquences (N) de nettoyage en saison sèche.	33
Figure 17 : Résultats de la modélisation par type de modules, du coût du nettoyage en fonction de sa fréquence (N).	34
Figure 18 : Détermination des fréquences optimales de nettoyage des différents types de modules.	35
Figure 19 : Modélisation par type de modules, du gain énergétique en fonction de différentes fréquences (N) de nettoyage en saison pluvieuse.....	36
Figure 20 : Détermination des fréquences optimales de nettoyage des modules polycristallins de type 1 et micromorphes en saison pluvieuse.	37

I INTRODUCTION

I.1 GENERALITES

Les pays de l’Afrique sub-saharienne sont marqués par un faible taux d’électrification d’environ 30%¹ et un taux inférieur à 18 % en milieu rural².

L’énergie photovoltaïque qui provient de la conversion directe du rayonnement solaire en électricité pourrait faciliter l’accès à l’électricité à faible coût en milieu rural et dans les zones périurbaines dans les pays comme le Burkina Faso où le taux d’électrification de tout le territoire est d’environ 15% et 3% dans les zones rurales (SONABEL, 2008)³. D’autre part l’énergie photovoltaïque (PV) représente une solution fiable pour le développement durable car elle permet de lutter contre le réchauffement climatique et de limiter l’émission des gaz à effet de serre lié aux sources fossiles de production d’électricité.

L’un des problèmes majeurs au développement de la filière photovoltaïque est le coût d’acquisition élevé des modules PV et leur faible rendement. De plus, les modules photovoltaïques sont testés dans des Conditions de Test Standard (STC Irradiance 1000W/m² ; Tcellule =25°C ; AM 1.5). Ces conditions de test créées au laboratoire, sont rarement réunies en milieu naturel de fonctionnement des modules. Plusieurs études [2]–[4] ont montré que les technologies de modules PV réagissent différemment dans les mêmes conditions climatiques.

I.2 CONTEXTE

L’Afrique subsaharienne dispose d’un grand potentiel en énergies renouvelables dont, en particulier, le solaire photovoltaïque avec une durée d’ensoleillement estimée à 3500 heures/année et un potentiel énergétique de 2650 kWh/m²/année. L’exploitation de ce potentiel s’est nettement améliorée ces dernières années avec le développement des technologies de modules photovoltaïques.

Les modules réagissent différemment à un climat donné en fonction de leur technologie et les informations sur leur fiche technique ne tiennent pas suffisamment compte des conditions environnementales dans lesquelles ils sont appelés à fonctionner (température, irradiance, humidité, poussière, etc....). En effet, les caractéristiques techniques des modules sont

¹ Rapport ONU, 2014

² Rapport IEA, 2013

³ Cité par Ouedraogo et al. 2015[1]

données dans les conditions standards de test (STC) correspondant à une température de cellules de 25°C, un ensoleillement de 1000W/m² et un spectre AM de 1,5. Ces conditions de fonctionnement standards sont bien différentes des conditions de fonctionnement réelles des modules notamment en zone soudano sahélienne caractérisée par un climat qui place les modules photovoltaïques pendant l'essentiel de leur durée de fonctionnement en dehors des conditions STC.

Pour un dimensionnement efficace aussi bien sur le plan technique qu'économique, il serait judicieux de tenir compte du comportement des modules dans les conditions réelles de fonctionnement. Il existe aujourd'hui plusieurs technologies de modules photovoltaïques sur le marché et très peu de directives basées sur des arguments scientifiquement approuvés pour le choix des technologies les plus indiquées dans chaque zone climatique. La recherche de la technologie PV la plus adaptée à une zone donnée tant sur le plan technique, qu'économique devient un impératif à l'utilisation efficiente du photovoltaïque dans ladite zone.

Pour combler le gap en zone soudano-sahélienne, notre étude se focalise sur les technologies cristallines (monocristallin et polycristallin) et l'amorphe à structure tandem (micromorphe).

I.3 OBJECTIFS DU STAGE

L'Objectif principal de notre étude est l'analyse de la rentabilité technico-économique de différentes technologies photovoltaïques en climat soudano-sahélien (cas de Ouagadougou). Trois technologies de modules PV au silicium sont considérées: le polycristallin, le monocristallin et le micromorphe. Les travaux sont réalisés au Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) de la Fondation 2iE en deux phases :

- La première phase étudie l'influence de la poussière sur les performances des technologies PV. Elle découle sur la fréquence optimale de nettoyage de chaque technologie.
- La seconde phase se base sur les résultats d'une précédente étude [2] sur les ratios de performances énergétiques des modules, qu'elle couplera aux réalités économiques de la zone pour le calcul des coûts moyens actualisés de l'énergie (LCOE) critère technico-économique de comparaison des différentes technologies.

Pour parvenir à ces objectifs, nous allons dans un premier temps faire une revue bibliographique sur les indicateurs énergétiques et économiques utilisés pour analyser et comparer les technologies PV. On en ressortira une méthode rigoureuse d'analyse technico-économique des performances des modules PV devant conduire au choix de la

meilleure technologie pour le climat de Ouagadougou (Soudano-sahélien).

I.4 HYPOTHESES DE TRAVAIL

La productivité d'un module PV est influencée par différents paramètres climatiques[5] tels que : l'irradiance, la température, la poussière, l'humidité, le mouvement des vents, la température ambiante etc.

- Les effets de l'humidité et des mouvements de vent qui sont minoritaires [5] seront négligés dans la présente étude. Les effets d'ombrages éventuels sur les modules PV seront également négligés.
- Les paramètres considérés dans le cadre de cette étude comme influençant la productivité d'un module seront : la poussière, la température ambiante et l'irradiance solaire reçue sur la surface du module.
- Les constantes utilisées dans les estimations économiques sont résumées dans le Tableau suivant.

Tableau I : Les constantes utilisées dans les estimations économiques

Constante	Valeur	Source
Prix du kWh Energie PV autonome	250 FCFA	Etude Sénégal 200-300 FCFA[6]
Prix de l'eau	1,07 F CFA /L	Facture ONEA 2015: tarif unique société
Quantité d'eau pour le nettoyage d'un m ² de module	9,67 L/m ²	Expérimentation personnelle 270 L pour 27,914 m ²
Vitesse de nettoyage	112 m ² /h	Expérimentation personnelle 15 min pour 17 modules de 1,642 m ²
Coût du nettoyage	1,52 F/m ²	SMIG Burkina 2007 170,49 FCFA/h
Durée de vie des modules	25 ans	Fiche technique des modules [7],
Taux d'inflation annuelle	1%	Législation financière au Burkina (Banque Atlantique du Burkina) ⁴

⁴ Cité par Ouedraogo et al

- L'investissement initial du projet étant basé sur les fonds propres, le taux d'intérêt nominal (prêt bancaire) n'est pas pris en compte. Par contre, nous allons considérer le taux d'inflation annuel dû aux fluctuations des prix (prix des modules, coût de la maintenance) et le taux annuel de dégradation de l'énergie photovoltaïque.

II SYNTHÈSE BIBLIOGRAPHIQUE

II.1 GÉNÉRALITÉ SUR L'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE

II.1.1 Cellules photovoltaïques

La cellule est le constituant élémentaire d'un système photovoltaïque. Elle est caractérisée par une faible puissance et une faible tension (0,5V à 0,7 V) et représente un générateur photovoltaïque de faible puissance. La cellule PV est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en énergie électrique.

II.1.2 Principe de fonctionnement d'une cellule PV

Le fonctionnement de la cellule PV est basé sur un phénomène physique appelé l'effet photovoltaïque (Figure 1: Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque. L'effet photovoltaïque permet de convertir directement l'énergie solaire en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière [8]. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction PN est ainsi formée. Il en résulte alors un courant électrique et une différence de potentiel dans le matériau semi-conducteur.

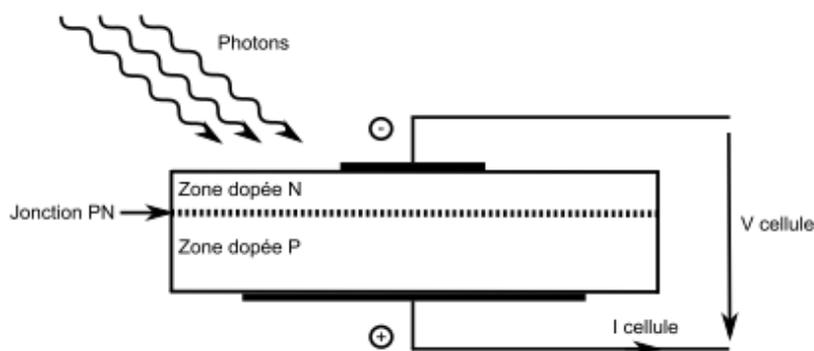


Figure 1: Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

II.1.3 Modules photovoltaïques

Les modules photovoltaïques sont réalisés par association, en série et/ou en parallèle, de plusieurs cellules PV élémentaires. Une association de N_s cellules en série permet d'augmenter la tension du module photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule. De même l'association parallèle permet d'augmenter le courant du module photovoltaïque. Dans un groupement de N_p cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants.

II.1.4 Les caractéristiques de performance d'un module PV

Une cellule PV ou un module PV dispose d'une courbe caractéristique courant-tension (I-V). Cette courbe est caractérisée par une relation entre la tension et le courant. Les quatre (4) caractéristiques électriques les plus importantes d'un module PV sont le courant de court-circuit (I_{sc}), la tension en circuit-ouvert (V_{oc}), le facteur de forme (FF), et la puissance de sortie maximale (P_{mp}) en fonction de l'ensoleillement et de la température du module PV.

II.1.5 Les technologies photovoltaïques

Dans la filière photovoltaïque, plusieurs technologies de modules existent sur le marché (Figure 2). Ces technologies se distinguent soit par les matériaux utilisés, soit par leur principe de fabrication. La filière silicium représente une part importante, plus de 80% [9] de la production mondiale de modules photovoltaïques. Le silicium est un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cependant, cette filière est subdivisée en plusieurs technologies distinctes notamment le silicium monocristallin, le silicium polycristallin le silicium amorphe et l'amorphe à structure tandem (micromorphe).

D'autres technologies comme le Tellure de Cadmium (CdTe), le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) de gallium (CIGS) et les cellules organiques et plastiques sont également disponibles.

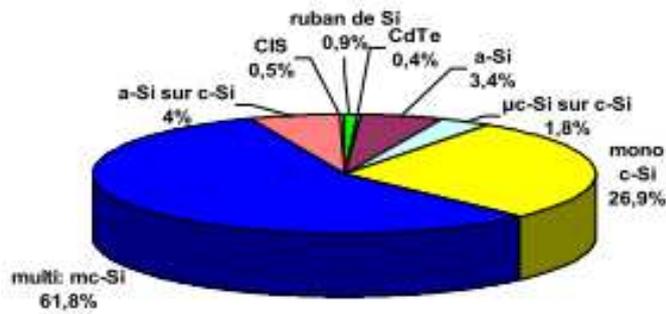


Figure 2: Part du marché de différentes technologies PV [9]

II.2 ANALYSE TECHNICO ÉCONOMIQUE DES PERFORMANCES DE DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES DE MODULES PV

Les performances des modules PV sont affectées par différentes variables environnementales en commençant logiquement par le rayonnement solaire disponible mais aussi d'autres paramètres tels que la température et la salissure causée principalement par la présence de poussière dans l'air [10] [11] [12] [13]. Des études récentes ont été réalisées pour évaluer et comparer les performances de différentes technologies PV.

Kumar et al [14] ont mené une étude comparative de la performance de quatre(4) technologies photovoltaïques différentes (le monocristallin, le polycristallin, l'amorphe, et le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS)) à Hamirpur en Inde. Le ratio de performance, le facteur de capacité et le LCOE sont les indicateurs de performances utilisés. Les résultats montrent que le CIS est la technologie la plus performante sur les plans techniques et économiques dans cette localité.

Une étude réalisée par Fuentealba et al [15] dans la zone côtière du désert d'Atacama en Chili a porté sur la comparaison de deux technologies de modules PV (le micromorphe et le multicristallin) fonctionnant dans les conditions similaires d'irradiance, de température et d'accumulation de poussière. La comparaison est faite en utilisant comme indicateurs le ratio de performance, la productivité énergétique et le LCOE. L'étude révèle que le micromorphe est plus adapté aux conditions climatiques de cette localité. Les valeurs du LCOE sont de 15,56cent€/kWh et 17,76cent€/kWh respectivement pour le micromorphe et le multicristallin.

Bianchini et al [7] ont étudié les performances énergétiques et économiques de différentes technologies PV (HIT, poli C-Si, CdTe et a-Si/mc-Si). L'analyse est faite en termes de ratio de performance, du LCOE et de la valeur actualisée nette, les technologies ayant les meilleurs performances techniques et économiques retenues dans la région de Forli (Italie) sont le HIT

et le silicium amorphe (a-Si).

Il est donc primordial de procéder à une étude technico-économique des technologies PV disponibles dans une zone donnée avant d'en choisir la technologie la mieux appropriée aux spécificités climatiques de ladite zone.

II.2.1 Les indicateurs de performances

Proposés par le Centre International d'Énergie IEC 61724⁵, le ratio de performance et le coût moyen actualisé de l'énergie (LCOE) sont les indicateurs de performance énergétique et économique les plus utilisés pour l'analyse des performances des modules PV [15].

II.2.1.1 Le ratio de performance

Le ratio de performance mesure le gap entre les rendements réel et STC d'un module soumis aux spécificités d'un climat donné. Un ratio de performance élevé correspond à une bonne qualité du module PV [10]. Un ratio de performance inférieur à l'unité traduit que le module a un rendement sur site inférieur au rendement nominal (STC) donné par le constructeur.

La méthode Mother PV (Meteorological, Optical and Thermal Histories for Energy Rating in Photovoltaic) permet de déterminer le ratio global de performance d'un module selon les conditions d'opérations auxquelles il est soumis. Cette méthode a été développée à l'INES (Institut National de l'Énergie Solaire en France) qui est une composante du CEA (Commissariat à l'énergie Atomique et aux Energies Alternatives). L'hypothèse principale de la méthode Mother PV est basée sur le fait que la caractéristique I-V d'un module dépend fondamentalement de l'ensoleillement incident sur le module et de la température de jonction des cellules photovoltaïques. Selon cette méthode le ratio de performance se calcule de la façon suivante:

$$PRs = \frac{P_{mp}(S, T_m)}{P_{mp\ STC} * S} \quad (II-1)$$

Dans cette expression PRs est le ratio de performance spécifique ; $P_{mp}(S, T_m)$ est la puissance maximale du module pour un nombre de soleil et une température donnée ; $P_{mp\ STC}$ est la puissance maximale du module dans les conditions STC et S est le nombre de

⁵ Cité par Diego Martinez et al.2015 [16] et Mustafa et al 2015

soleil.

S est donné par l'expression (II-2).

$$S = \frac{I_{sc}}{I_{sc_STC}} \quad (\text{II-2})$$

Le ratio de performance global est calculé comme suit :

$$PR_g = \sum_i PR_s(S_i) * DF(S_i) \quad (\text{II-3})$$

Avec PR_g le ratio de performance globale ; $PR_s(S_i)$ le ratio de performance spécifique pour un nombre de soleil S_i et $DF(S_i)$ la fonction de distribution de l'ensoleillement sur le site.

II.2.1.2 Le coût moyen actualisé de l'énergie (LCOE)

Le LCOE est le coût moyen du kWh d'énergie électrique produit par un système. C'est une valeur en unité de franc par kilowattheure (ici FCFA/kWh). Il est utilisé comme référence pour comparer différentes technologies et systèmes énergétiques sur leur durée de vie. Il est équivalent au revenu minimum qui est attendu par kWh d'énergie générée par le système et qui égalise les revenus de la vente aux dépenses faites dans le système. Les dépenses et les recettes des ventes qui se produisent dans le futur doivent être prises en compte dans l'estimation de la valeur actuelle d'un produit. Ceci est fait en calculant la valeur actuelle des flux de trésorerie au moyen d'un taux d'actualisation r . le LCOE est constaté lorsque la valeur actuelle de la somme des recettes actualisées est équivalente à la valeur actualisée de la somme des coûts au cours de la durée de vie du système, pour n années [17].

De façon générale le LCOE se calcule sur la base de la formule suivante

$$LCOE = \frac{\text{coût total du cycle de vie}}{\text{Energie total produite sur la durée de vie}}$$

Cette formule peut être développée comme suit :

$$LCOE = \frac{\text{coût initial} + \sum_{t=0}^n \frac{\text{coûts annuel}_n}{(1+r)^n}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_n}{(1+r)^n}} \quad (\text{II-4})$$

Il existe différentes façons de calculer le LCOE selon le type de système :

- ❖ La formule de Bianchini et al. (2016) [7]

Elle a été élaborée en Italie pour une expérimentation des installations solaires PV et

thermiques (équation (II-5)).

$$LCOE = \frac{F_0 + \sum_{t=1}^n C_0^{0\alpha M} \frac{(1+e+r_{0\alpha M})^t}{(1+i)^n}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_y}{(1+i)^n}} \quad (II-5)$$

Avec : t le temps ; n la durée de vie de l'installation ; i (%) le taux d'intérêt, E_y (kWh/an) la production annuelle d'énergie. F_0 (€) l'investissement initiale ; $C_0^{0\alpha M}$ le coût de nettoyage à l'année initiale ; $r_{0\alpha M}$ remplacement et suivi des équipements (onduleur, câbles, etc.) et e le taux d'inflation annuel.

❖ Formule de Kumar et al. (2015)[14]

La formule de Kumar et al concerne l'analyse économique des installations PV injectées au réseau à Hamirpur en Inde. Elle est donnée par l'expression ci-dessous :

$$LCOE = \frac{ALCC}{E_0} \quad (II-6)$$

Où :

$$ALCC = LCC \times \frac{1 - \left(\frac{1+i}{1+d}\right)^n}{1 - \left(\frac{1+i}{1+d}\right)} \quad (II-7)$$

$$LCC = C_c + C_{MPW} \quad (II-8)$$

$$C_{MPW} = \frac{M}{an} \times \left(\frac{1+i}{1+d}\right) \times \frac{1 - \left\{\left(\frac{1+i}{1+d}\right)^n\right\}}{1 - \left(\frac{1+i}{1+d}\right)} \quad (II-9)$$

Avec :

C_c le capital ; C_{MPW} le coût actualisé des maintenances ; M le coût des maintenances ; i le taux d'inflation ; d le taux d'escompte ; n la durée de vie ; LCC le coût du cycle de vie ; ALCC le Coût actualisé du cycle de vie et E_0 l'Energie produite

❖ Formule de Fuentealba et al (2015) [15]

Dans le but de comparer les installations PV autonomes dans la zone côtière du désert d'Atacama en Chili, Fuentealba et al ont établi la formule suivante :

$$LCOE = \frac{ATC}{TEP_{Annuel}} \quad (II-10)$$

$$ATC = TC \cdot f \quad (II-11)$$

$$f = \frac{(1+r)^n \cdot r}{(1+r)^n - 1} \quad (II-12)$$

Avec : ATC le coût annuel total actualisé ; TC le coût annuel total ; f le facteur d'actualisation ; r le taux d'actualisation ; n la durée de vie et TEP l'énergie totale produite.

Ces différentes formules du LCOE sont établies sur la base de la disponibilité des données et de la prise en compte ou non de certaines considérations financières telle que les impôts, les subventions etc. L'application des différents paramètres dans la formule du LCOE varie d'un pays à l'autre en fonction de l'importance de ces paramètres.

Les opérations d'exploitation et de maintenance (O&M) d'un module ou d'un champ PV se résument généralement au nettoyage. Une détermination précise du coût du nettoyage est donc indispensable pour le calcul du LCOE.

Pour un utilisateur d'un système photovoltaïque, il serait intéressant de savoir à quelle fréquence le module doit être nettoyé. Dans le cas où le nettoyage fréquent n'est pas possible, il est important de connaître la perte de performance due à la poussière pour en tenir compte dans l'estimation de sa productibilité. L'étude de l'impact de la poussière sur les modules PV aiderait également dans le choix de la technologie de modules PV pour un site donné.

II.2.1.2.1 Impact de la poussière sur les performances des modules

Le dépôt des particules de poussière sur la surface des modules PV a un impact sur leurs performances surtout dans les zones arides comme la zone soudano sahélienne caractérisée par de fortes teneurs en sable et une faible pluviométrie. Plusieurs études sur l'impact de l'accumulation de la poussière sur la surface PV ont été réalisées.

Dans une étude plus récente effectuée au Qatar par Plaza et al [11] les performances des modules décroît de 1% par jour en cas de non nettoyage des modules ou d'absence de pluie. L'étude a également indiqué que le nettoyage quotidien permet aux modules de maintenir leur efficacité.

Cabanillas et Munguia [13] ont mené une étude au Mexique sur la perte de performance des modules PV (silicium cristallin et amorphe) due au dépôt de poussière . Une perte de

puissance de 4 à 7% pour les modules de silicium cristallins et de 8 à 13% pour le silicium amorphe a été obtenue montrant ainsi une sensibilité plus grande de l'amorphe à la poussière. Zorrilla Casanova et al [18] ont fait une étude sur les pertes de performance PV dues au dépôt de poussière pendant une année à l'université de Malaga en Espagne. Les résultats montrent une perte d'énergie supérieure à 20% durant la période sèche et une perte de 4,4% pendant la saison pluvieuse. Les résultats obtenus montrent qu'un nettoyage régulier des modules par une petite quantité de pluie peut améliorer significativement leurs performances.

Cristaldi et al.[19] ont développé une méthode pour la détermination de la fréquence optimale de maintenance des systèmes photovoltaïques. Selon cette approche les modules doivent être nettoyés lorsque le coût des pertes énergétiques cumulées dues à la salissure devient supérieur au coût du nettoyage. La méthode appliquée à une installation PV de 20 kWc à Milan en Italie a donné une périodicité optimale de nettoyage de 5 mois.

Le dépôt de la poussière sur la surface des modules PV cause une perte de leur production et parfois des dégradations. Ces effets dépendent de la localisation géographique, de la masse des poussières, de la technologie PV etc...

III MATERIELS ET METHODES

III.1 DISPOSITIF EXPERIMENTAL

L'étude est basée sur trois technologies de modules PV au silicium (Figure 3) : du monocristallin (sc-Si), de deux types de polycristallins (pc-Si type 1 et pc-Si type 2), et du micromorphe (tandem microcristallin-amorphe). Les caractéristiques STC de chaque type de modules sont données en **Annexe I**

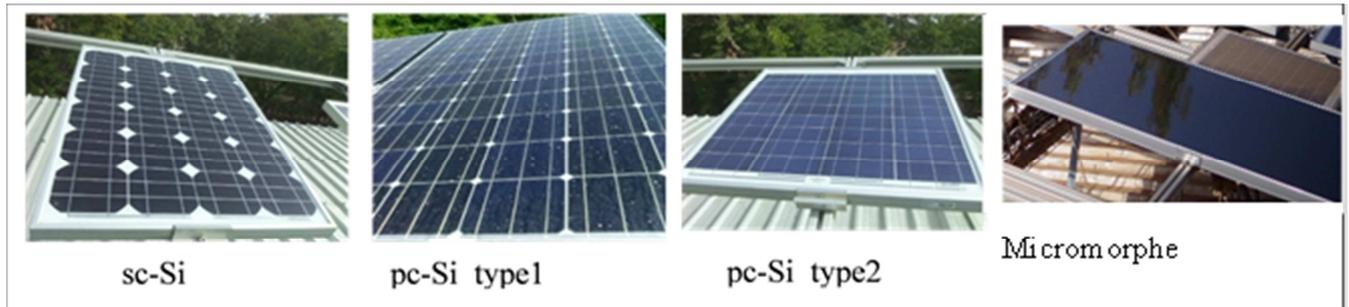


Figure 3: Vue synoptique de différentes technologies PV étudiées

Les modules sont exposés dans un environnement extérieur (dans les conditions naturelles de la zone soudano-sahélienne) et orientés vers le sud avec un angle d'inclinaison de 14° N. Le pyranomètre du site d'étude est incliné suivant le même angle.

Le banc de caractérisation I-V mis en place par le Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) permet de mesurer sur chaque module et à intervalle de temps régulier de 5 minutes : la température des modules ; les paramètres d'éclairement (irradiance, rayonnement UVA, UVB et infrarouge IR) ; la courbe I-V sauf en cas de panne ou de coupure d'électricité. Le banc se compose de deux principales parties (Figure 4) :

- ❖ Une partie extérieure constituée de modules PV ; de cellules de référence ; des charges résistives ; des capteurs de rayonnement et de température. L'irradiance globale dans le plan des modules est mesuré par un pyranomètre et une sonde UV sert à mesurer les rayonnements ultraviolets de types UVA et UVB.
- ❖ La partie intérieure est constituée de charges électroniques (4 cadrans), de relais, de voltmètre et d'un ordinateur industriel.

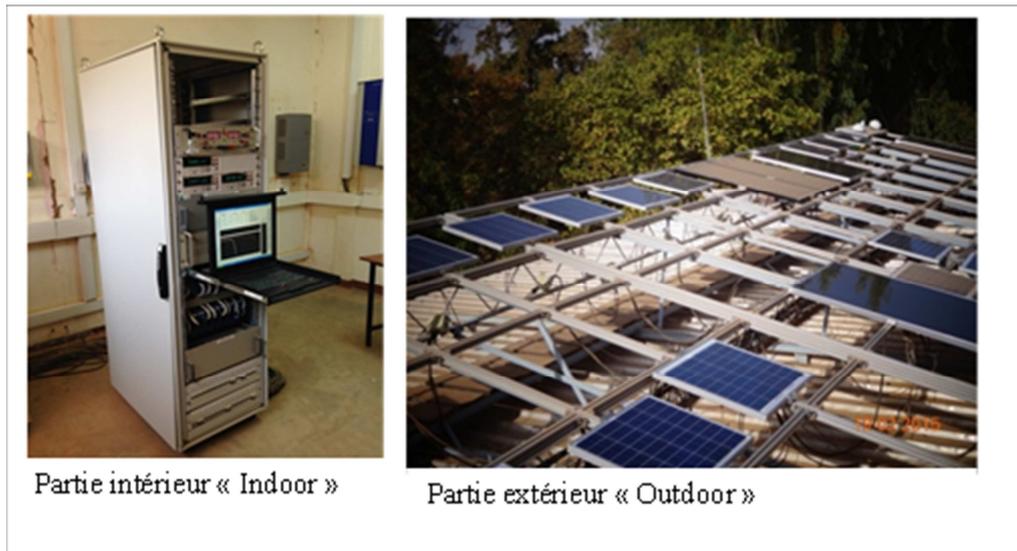


Figure 4: Banc de caractérisation (I-V) de 2iE

Le traitement des mesures du banc est fait grâce à des programmes informatiques implémentés dans l'environnement Matlab.

III.2 METHODOLOGIE

III.2.1 Traitement préalable des mesures

Toutes les mesures prises sur les modules PV sont préalablement traitées en deux étapes :

Etape 1. Tri des mesures

Les mesures journalières de chaque module sont diagnostiquées sur la période de l'étude. Les jours présentant des défauts (insuffisance ou absence de mesures, non suivi du protocole de nettoyage) sont ciblés et éliminés. Ces défauts sont parfois dus à une déconnection au cours de la journée de certains modules, à un délestage d'électricité ou à un arrêt de maintenance. Seuls les jours où les mesures aussi bien que le protocole de nettoyage ont été bien suivis sont considérés dans l'étude ;

Etape 2. Comparaison des modules de même type (technologie, fabricant, performances STC) sous les mêmes conditions de fonctionnement (irradiance, température) et pour un jour J0 où les mesures sont bien prises. Les modules de même type présentant des discordances significatives seront purement ignorés dans la suite du traitement. L'organigramme relatif au traitement préalable des mesures est donné en Annexe II.

III.2.2 Le ratio de performance des modules

Les ratios de performance des modules étudiés ont été déterminés dans une étude antérieure [2] et se basent fondamentalement sur les formules (II-1) à (II-3).

III.2.3 Etude de l'influence de la poussière

L'étude est réalisée sur une année (du 2014-08-16 au 2015-08-15) en considérant deux grandes périodes. Une période sans nettoyage des modules (du 2014-08-16 au 2015-01-13) permettant de déterminer les taux globaux et les taux moyens journaliers de dégradation des performances électriques (Pmp, Isc et Voc) et une période de nettoyage (du 2015-01-14 au 2015-08-15) servant à la détermination des fréquences optimales de nettoyage. Les différents modules caractérisés et les périodes de caractérisations correspondantes sont donnés en **Annexe IV**.

Détermination des taux de dégradations des performances des modules

Les taux moyens journaliers de dégradation des principales performances électriques : la puissance maximale (Pmp), le courant de court-circuit (Isc), la tension en circuit-ouvert (Voc) des modules sous l'effet de la poussière, sont déterminés suivant les étapes ci-dessous :

Etape 1. Les courbes I-V mesurées sur chaque module sur la période considérée, sont triées par niveau d'irradiance G_i avec une tolérance (tg) cohérente (inférieure ou égale) avec la précision (3%) du pyranomètre;

Etape 2. Pour chaque valeur d'irradiance G_i , les principales performances électriques (Pmp, Isc, Voc) des courbes I-V sont extraites et ramenées à une même température de module de 25 °C ; La formule générale (III-1) utilisée pour la correction en température des différentes performances est donnée par l'expression suivante.

$$X@25 = X(T) - \alpha_x (T - 25) \quad (III-1)$$

$X(T)$ et $X@25$ représentent respectivement les valeurs de la performance X mesurées à une température de module T et corrigées à 25°C. α_x (%/°C) est le coefficient de température relatif au paramètre X. Les coefficients de température utilisés dans cette expression, sont obtenus des fiches techniques des modules et sont donnés en Annexe I.

Les deux premières étapes visent à s'affranchir de l'influence de l'irradiance et de la température sur les courbes I-V tracées. Selon notre hypothèse de travail, Il ne restera donc plus que l'influence de la poussière sur les performances des modules.

Etape 3. Pour chaque couple ($G_i, 25^\circ C$) et chaque jour J , on calcule les valeurs moyennes journalières $X_{moy}(J, G_i, 25^\circ C)$ de chaque performance X ;

Etape 4. Le Taux Global de Dégradation de la performance X pour l'irradiance G_i , noté $TGD_X(G_i)$ est ensuite calculé pour chaque couple ($G_i, 25^\circ C$) grâce à l'expression (III-2).

$$TGD_X(G_i) [\%] = \frac{X_{moy}(1, G_i, 25^\circ C) - X_{moy}(n, G_i, 25^\circ C)}{X_{moy}(1, G_i, 25^\circ C)} * 100 \quad (III-2)$$

Où n est le nombre total de jours de la période considérée.

Etape 5. Les taux globaux moyens (TGD_X) et journaliers (TJD_X) de dégradation de chaque performance X sont enfin calculés pour chaque module grâce aux expressions (III-3) et (III-4).

$$TGD_X [\%] = \frac{\sum nb_{curve_i} \times TGD_X(G_i)}{nb_{curves}} * 100 \quad (III-3)$$

nb_{curve_i} représente le nombre de courbes I-V tracées sur le module à une irradiance G_i sur la période considérée et nb_{curves} le nombre total de courbes I-V tracées sur la même période et sur le même module.

$$TJD_X [\%] = 1 - (1 - TGD_X)^{1/n} \quad (III-4)$$

L'Annexe V décrit le principe de la détermination des taux de dégradation des performances des modules PV

III.2.3.1 Détermination de la fréquence optimale de nettoyage

La détermination de la fréquence optimale de nettoyage des modules est faite sur la période allant du 2015-01-14 au 2015-08-15 durant laquelle trois fréquences (journalier, hebdomadaire/ saisonnier) et deux méthodes (à sec ou à eau) de nettoyage des modules PV sont expérimentés (voir Annexe VI). Cette étude a pour but de déterminer pour chacune des saisons de l'année, la fréquence et la méthode optimales de nettoyage de chacun des types de modules étudiés. La fréquence de nettoyage d'un module est déterminée en évaluant le bénéfice sur sa production (en FCFA) qui est la différence entre le gain d'énergie (évalué en FCFA) et le coût engendré par son nettoyage. Pour chaque technologie, des modèles mathématiques ont été établis pour estimer en fonction des fréquences de nettoyage, le gain en

énergie, le coût du nettoyage et le bénéfice. La fréquence correspondante au plus grand bénéfice (en FCFA) sera retenue comme la fréquence optimale de nettoyage des modules de la technologie considérée.

La méthodologie se décline en cinq étapes

Etape 1. Translation des courbes I-V des modules vers les mêmes conditions dites SIT ($G_{sit}=1000W/m^2$ et $T_{sit}=25^\circ C$) la translation permet de considérer que l'influence de la poussière; La translation est effectuée pour les courbes (I-V) mesurées dans une plage d'irradiance $G_{sit} \pm 30\%$ selon le modèle de Bühler et al. [20] d'après les équations suivantes ;

$$Isc_{SIT} = Isc_{GT} * \left(\frac{Ga_{SIT}}{Ga_{meas}} \right) + muIsc * (T_{sit} - T_{mod}) \quad (III-5)$$

$$Pmp_{SIT} = Pmp_{GT} * \left(\frac{Ga_{SIT}}{Ga_{meas}} \right) + muPmp * (T_{sit} - T_{ref}) \quad (III-6)$$

$$Voc_{SIT} = Voc_{GT} + muVoc * (T_{sit} - T_{mod}) - Rs * (Isc_{SIT} - Isc_{GT}) \quad (III-7)$$

Dans ces expressions Voc_{GT} ; Isc_{GT} ; Pmp_{GT} ; T_{mod} ; Ga_{meas} représentent respectivement la tension en circuit ouvert, l'intensité de court-circuit, la puissance maximale , la température et l'irradiance du module mesurés dans les conditions réelles; $muIsc$; $muPmp$ et $muVoc$ les coefficients de température du courant de court-circuit, de la puissance maximale et de la tension en circuit ouvert ; Isc_{SIT} ; Pmp_{SIT} et Voc_{SIT} sont respectivement le courant de court-circuit , la puissance maximale et la tension en circuit ouvert translétés dans les conditions SIT ; Rs est la résistance série ;.

Etape 2. Modélisation pour chaque type de modules PV, du gain d'énergie (estimé en unité de franc FCFA) produit par un m^2 de module nettoyé à une fréquence quelconque N par rapport à un module non nettoyé; le gain énergétique d'une fréquence N de nettoyage n'est rien d'autre que la différence entre l'énergie produite évaluée en FCFA par le module nettoyé à la fréquence N et l'énergie produite par le module nettoyé saisonnièrement (ou non nettoyé dans la période considérée). Le gain d'énergie évalué en FCFA du module nettoyé à la fréquence N se calcule comme suit :

$$g(N) = E_N - E_S \quad (III-8)$$

L'énergie évaluée en FCFA par m^2 de module nettoyé à la fréquence N ou non nettoyé se calcule par l'expression suivante :

$$E_N = \frac{\sum E_{moy_j(N)}}{S * 1000} * \text{prix du kWh} \quad (III-9)$$

$$E_{moy_j} = \int_{t_0}^{t_1} P_m dt \quad (III-10)$$

Avec :

$g(N)$	Gain d'énergie du module de fréquence N
$E_N(FCFA)$	Energie total du module du module de fréquence N
$E_S(FCFA)$	Energie total du module du module non nettoyé
$E_{moy_j}(Wh)$	Energie moyenne journalière
$P_m(W)$	Puissance maximale journalière
$S (m^2)$	La surface du module

Etape 3. Modélisation pour chaque type de modules PV, du coût du nettoyage d'un m² de module PV en fonction de la fréquence N de nettoyage ; Ce coût est donné par l'expression (III-11):

$$c(N) = \frac{CN_0 \cdot n_{jours}}{N} \quad (III-11)$$

Où CN_0 est le coût du nettoyage d'un m² de module PV et dépend de la méthode de nettoyage ;

- Pour le Nettoyage à eau

$$CN_0 = Q_{eau} * P_{eau} + MO \quad (III-12)$$

- Nettoyage à sec :

$$CN_0 = MO \quad (III-13)$$

Avec :

$Q_{eau} (l/(m^2 \cdot an))$	Quantité d'eau nécessaire pour le nettoyage d'un m ² de module
$P_{eau} (FCFA/l)$	Le prix de vente d'un litre d'eau
$MO (FCFA/(m^2 \cdot an))$	coût de la Main d'Œuvre pour le nettoyage d'un m ² de module

Etape 4. Modélisation pour chaque type de modules PV, du profit engendré par le nettoyage en fonction de sa fréquence N ; Le profit $p(N)$ estimé en unité monétaire (F

CFA) est obtenue en faisant la différence entre le gain d'énergie (évaluée en FCFA) et le coût engendré par son nettoyage.

$$p(N) = g(N) - c(N) \quad (\text{III-14})$$

Etape 5. détermination de la fréquence optimale de nettoyage ; on recherche à cette dernière étape la fréquence optimale N_{opt} permettant d'avoir le plus grand profit de nettoyage.

L'organigramme relatif au principe de la méthodologie étudiée présenté en Annexe VII.

III.2.4 Le calcul du LCOE

Pour le calcul du coût moyen actualisé de l'énergie (LCOE) des différents modules, nous allons considérer la formule ((III-15) qui tient compte des données disponibles pour l'étude.

$$LCOE = \frac{F_0 + S \cdot \sum_{t=1}^n CN_0 \cdot (1 + e)^t}{\sum_{t=0}^n E \cdot (1 - d)^t} \quad (\text{III-15})$$

Dans cette expression F_0 (FCFA) représente l'investissement initial (prix du module à la date $t=0$ voir Annexe VIII) ; S (m²) la surface du module; t (année) est le temps; n la durée de vie du module ; CN_0 (FCFA/m²) le coût annuel de nettoyage des modules au début de l'étude $t=0$; d le taux annuel de dégradation de l'énergie PV ; e le taux d'inflation annuel ; E (kWh/an) L'énergie produite par le module en kWh à la première année de l'étude

❖ Calcul de l'énergie annuelle E du module

Le ratio de performance peut aussi se définir comme le rapport entre le rendement réel du module et son rendement théorique (dans les conditions STC).

$$PR = \frac{\eta_{mod}}{\eta_{stc}} \quad (\text{III-16})$$

Avec η_{mod} le rendement réel du module qui n'est rien d'autre que le rapport entre l'énergie produite par le module et l'énergie solaire disponible.

$$\eta_{mod} = \frac{E}{E_{sol}} \quad (\text{III-17})$$

L'énergie annuelle produite par le module PV est déterminée par l'expression suivante :

$$E_{an} = PR * \eta_{stc} * E_{sol_{an}} \quad (\text{III-18})$$

IV RESULTATS ET DISCUSSION

IV.1 ETUDE DE L'INFLUENCE DE LA POUSSIERE SUR LES PERFORMANCES DES MODULES

IV.1.1 Variation des performances des modules

Afin d'analyser l'impact de la poussière sur les performances des modules PV, les variations de la puissance maximale (P_{mp}), du courant de court-circuit (I_{sc}) et de la tension en circuit ouvert (V_{oc}) sont mesurées dans la période sans nettoyage et celle de nettoyage (Figure 5 à Figure 7). Les performances présentées sont mesurées à une irradiance de $800W/m^2 \pm 2\%$ et corrigées à une température de module de $25^\circ C$. Sur ces figures, les périodes sans nettoyage et les périodes de nettoyage des modules sont séparées par le trait vertical de grande épaisseur et les indications (**S**) et (**P**) représentent respectivement les saisons sèche et pluvieuse.

On constate sur la période sans nettoyage une perte progressive de la puissance maximale et du courant de court-circuit des modules par contre la tension en circuit ouvert est pratiquement constante sur toute la durée de l'étude. On peut donc en déduire que la poussière a plus d'effet sur la puissance maximale et le courant de court-circuit que sur la tension en circuit ouvert. Ce constat a été par ailleurs fait par Rao et al [21] et par Ndiaye et al [22]. Cette dégradation de performance est cependant moins prononcée dans la zone pluvieuse à cause de l'effet autonettoyant de la pluie dans cette saison. Dans la seconde période d'étude (du 2015-01-14 au 2015-08-15) on remarque une remontée des performances dès le début du nettoyage en saison sèche et une stabilité par la suite. On peut aussi remarquer une différence du comportement des modules dans les saisons sèche et pluvieuse. Cette différence est plus marquée sur la Figure 6 du courant de court-circuit dans la période sans nettoyage des modules. En effet en saison pluvieuse le courant de court-circuit ne varie pas dans le même sens d'un jour à l'autre, ce qui n'est pas le cas en saison sèche où on constate une dégradation progressive et monotone du paramètre.

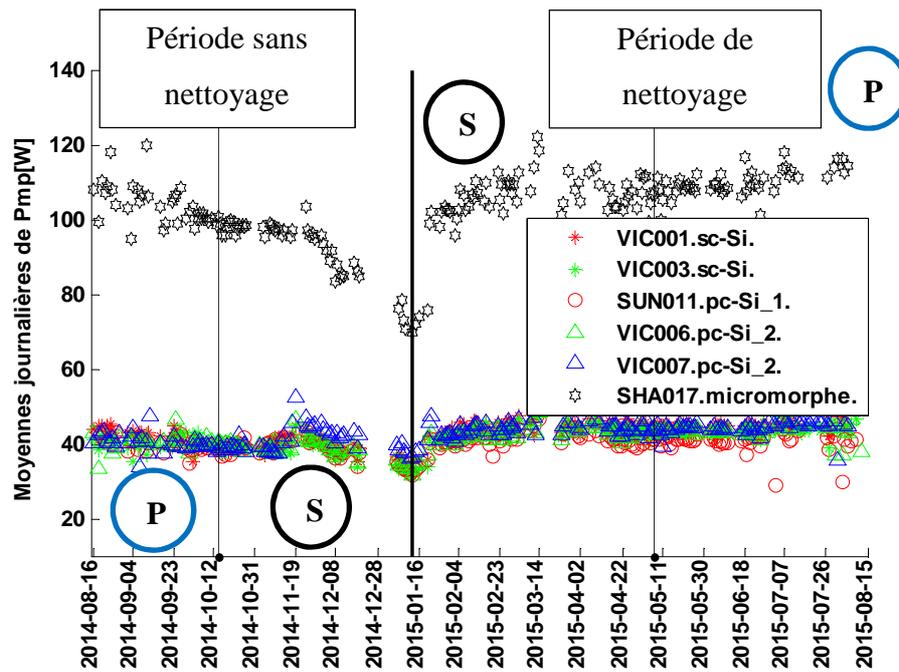


Figure 5 Moyennes journalières des puissances maximales des modules sur toute la durée de l'étude pour $G=800 \text{ W/m}^2$ et $T_{\text{mod}}=25^\circ\text{C}$ (s : sèche et P : pluvieuse).

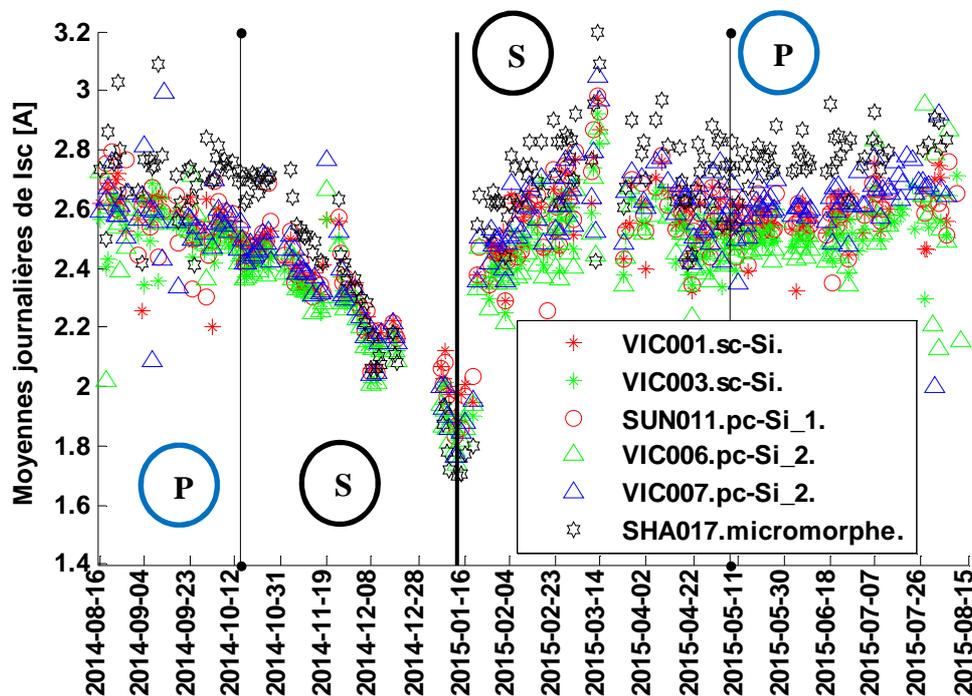


Figure 6 : Moyennes journalières des courants de court-circuit des modules sur toute la durée de l'étude pour $G=800 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$ (s : sèche et P : pluvieuse).

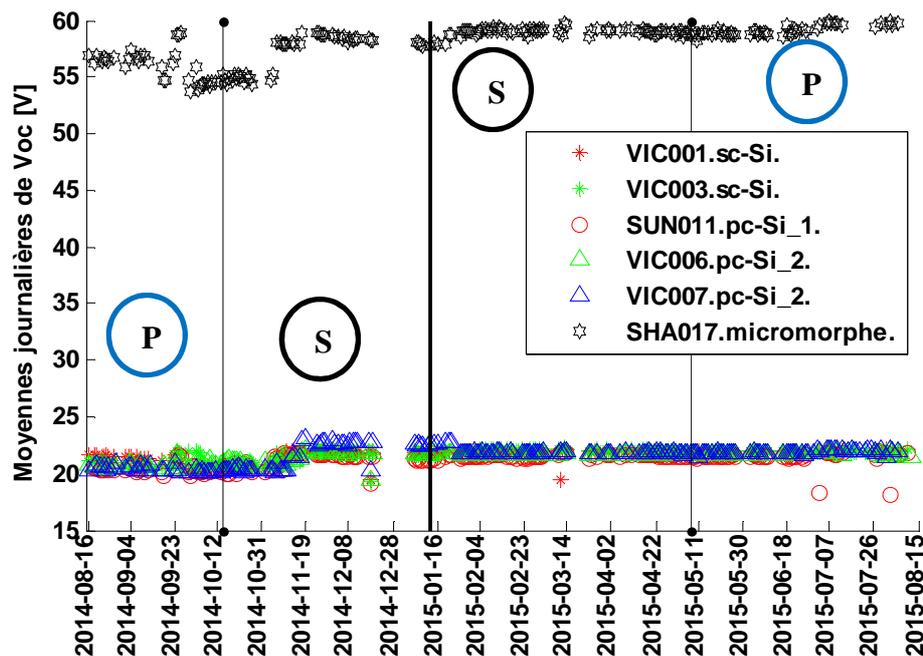


Figure 7 : Moyennes journalières des tensions en circuit-ouvert des modules sur toute la durée de l'étude pour $G=800 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$ (s : sèche et P : pluvieuse).

IV.1.2 Détermination des Taux Journaliers de Dégradation (TJD) des performances des modules

Les taux moyens journaliers de dégradation des performances (TJD) des modules sont calculés avec des mesures obtenues dans la période sans nettoyage des modules et pour chacune des saisons de l'année.

IV.1.2.1 Taux de dégradation en saison sèche

Le **Tableau** montre les taux moyens global et journalier de dégradation de chacune des performances électriques étudiées (P_{mp} , I_{sc} et V_{oc}).

Tableau II : Taux de dégradation (TGD et TJD) des performances des modules étudiés en saison sèche.

modules	Taux global de dégradation			Taux journalier de dégradation		
	TGD [%]			TJD [%]		
	P_{mp}	I_{sc}	V_{oc}	P_{mp}	I_{sc}	V_{oc}
VIC001 (sc-Si)	15,38	22,14	-4,55	0,19	0,28	-0,05
VIC003 (sc-Si)	20,55	24,21	-3,00	0,26	0,31	-0,03

Analyse technico-économique des performances de différentes technologies photovoltaïques en région soudano-sahélienne: cas de la ville de Ouagadougou

SUN011 (pc-Si_1)	18,55	23,51	-3,44	0,23	0,30	-0,04
VIC006 (pc-Si_2)	18,32	26,73	-3,24	0,22	0,34	-0,04
VIC007 (pc-Si_2)	8,23	27,08	-9,32	0,10	0,35	-0,10
SHA017 (micromorphe)	31,47	37,96	-4,93	0,42	0,53	-0,05

Ce tableau indique que les performances les plus affectées par la salissure sont la puissance maximale et le courant de court-circuit. Les taux journaliers de dégradation varient de 0.1% à 0.42% pour la puissance maximale et de 0.28% à 0.53% pour le courant de court-circuit. On peut aussi remarquer que les performances du micromorphe sont beaucoup plus affectées avec les TJD les plus élevés. Une analyse faite au spectromètre a révélé que la poussière rencontrée sur le site bloque de façon prépondérante la transmission du rayonnement visible (300 – 700 nm) correspondant au spectre d'absorption de l'amorphe comme le montre la Figure 8. Cette observation justifie les dégradations plus élevées de performances constatées sur le micromorphe.

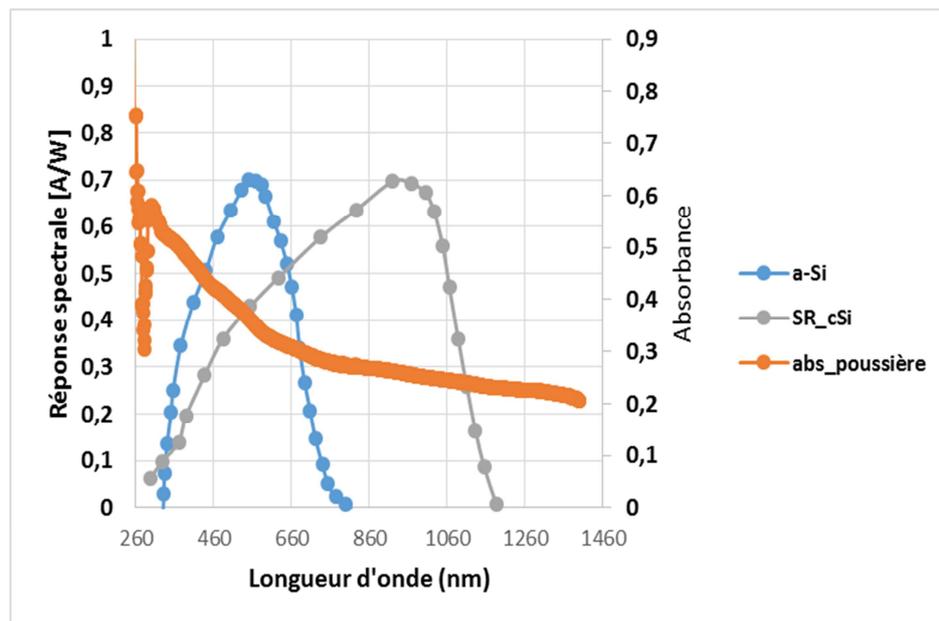


Figure 8: Absorbance de la poussière et réponse spectrales des technologies cristalline et amorphe.

Sur la tension en circuit-ouvert, la salissure semble avoir un effet positif avec des TJD négatifs exprimant une augmentation du paramètre.

IV.1.2.2 Saison pluvieuse

Le **Tableau III** présente les taux moyens global et journalier de dégradation des performances des modules

Tableau III : Taux de dégradation (TGD et TJD) des performances des modules étudiés en saison pluvieuse

modules	Taux global de dégradation TGD [%]			Taux journalier de dégradation TJD [%]		
	Pmp	Isc	Voc	Pmp	Isc	Voc
VIC001 (sc-Si)	-1,18	-3,98	4,42	-0,02	-0,07	0,08
VIC003 (sc-Si)	4,97	3,33	1,91	0,09	0,06	0,03
SUN011 (pc-Si_1)	4,44	4,87	-0,23	0,08	0,08	0,00
VIC006 (pc-Si_2)	0,58	2,30	-0,35	0,01	0,04	-0,01
VIC007 (pc-Si_2)	5,57	3,79	1,24	0,10	0,07	0,02
SHA017 (micromorphe)	5,58	-1,94	3,77	0,10	-0,03	0,07

En saison pluvieuse, on remarque sur le **Tableau III** de faibles valeurs des taux de dégradations.

Les taux moyens maximaux journaliers de dégradation sont de 0.1%, 0.08% et 0.08 % respectivement pour la puissance maximale, le courant de court-circuit et la tension en circuit-ouvert. Cette diminution est due à l'effet du nettoyage naturel des modules par la pluie.

IV.1.3 Détermination des fréquences optimales de nettoyage des modules dans chacune des saisons

Les fréquences optimales sont déterminées en considérant les deux saisons de l'année. La saison sèche qui s'étend sur la période du 2015-01-27 au 2015-05-15 (108 jours) et la saison pluvieuse du 2015-05-15 au 2015-08-15 (92 jours). Une étude comparative des modules de même type est effectuée le premier jour de l'étude pour s'assurer qu'ils aient des performances identiques ou voisines.

IV.1.3.1 Comparaison des modules le premier jour

Les modules de même type sont comparés le premier jour de l'étude afin de vérifier la similarité de leur performance au début de l'étude. Les figures ci-dessous présentent les variations de la puissance maximale, de l'intensité du court-circuit et de la tension en circuit ouvert des différents types de modules le premier jour de l'étude. Les modules de même type

sont représentés par la même couleur avec des symboles différents.

La Figure 9 montre une superposition des courbes de la puissance maximale et du courant de court-circuit des modules cristallins de même type le premier jour de l'étude. On peut donc en déduire que les modules cristallins de même type ont des performances similaires le premier jour de l'étude.

Il faut souligner entre autre que les modules polycristallins VIC007 et VIC008 présentent de façon surprenante des dissemblances non négligeables surtout au niveau de leur tension en circuit ouvert (Cf. Figure 9c). Ceci peut être du soit à un défaut de fabrication, soit à un ombrage ou hotspot (point chaud) sur le module VI008 de plus faibles performances. Il est donc important d'analyser la différence de température de ces deux modules le premier jour de l'étude.

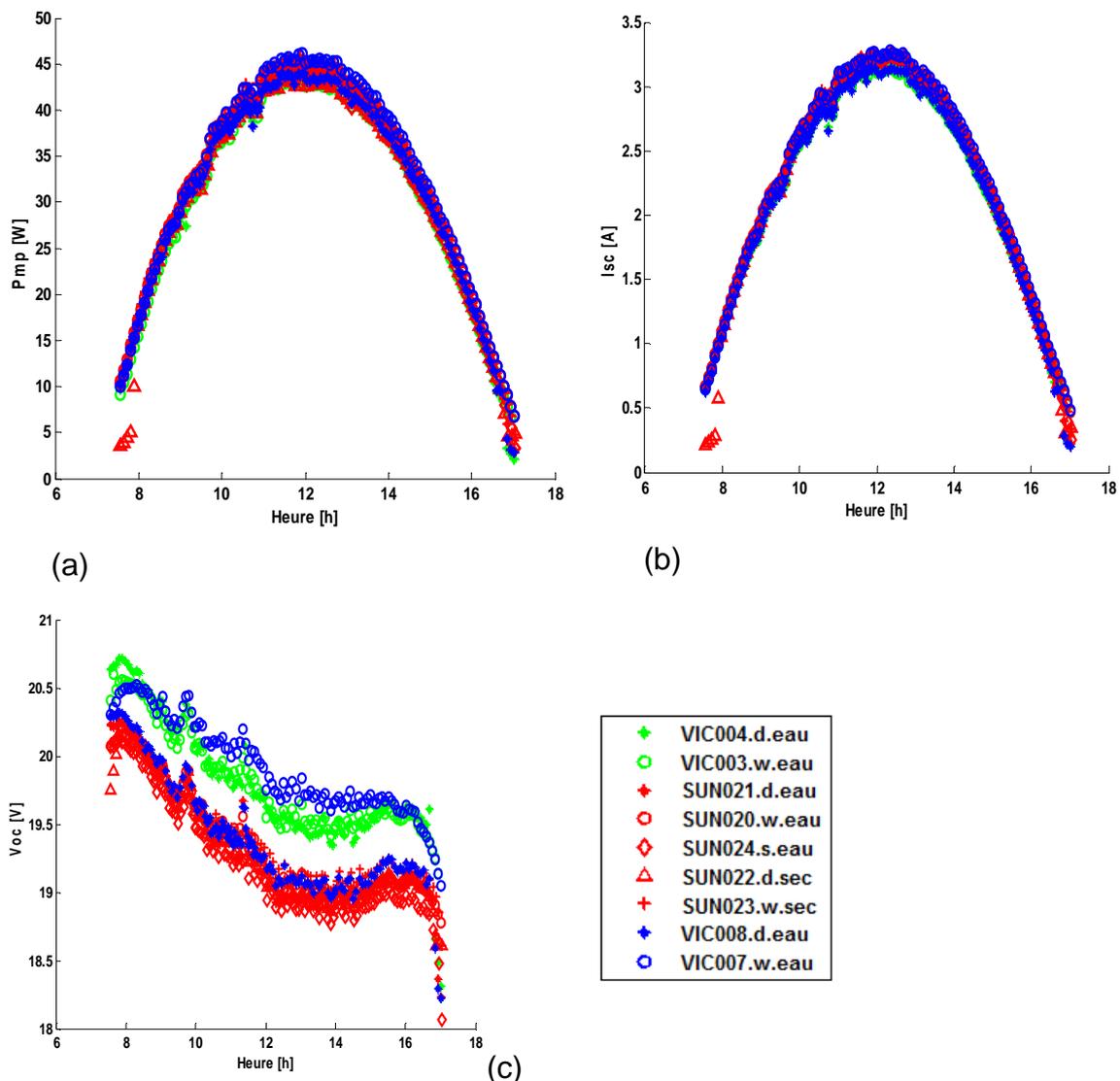


Figure 9 : Comparaison des performances des modules de technologies cristallines (monocristallin et polycristallin tous de 50 Wc STC) le premier jour de l'étude

La **Figure 10** montre que le module VIC008 s'échauffe plus rapidement que le module VIC007 au cours de la première journée. Cette augmentation de température justifie donc la baisse de la tension en circuit ouvert du VIC008 sur la **Figure 9** et peut être due à un défaut sur l'un des deux modules ou au phénomène de hotspot (voir plus haut une brève description). Pour plus de précision dans les résultats, les modules polycristallins de type 2 (VIC007 et VIC008) ne seront pas considérés dans la suite de l'étude.

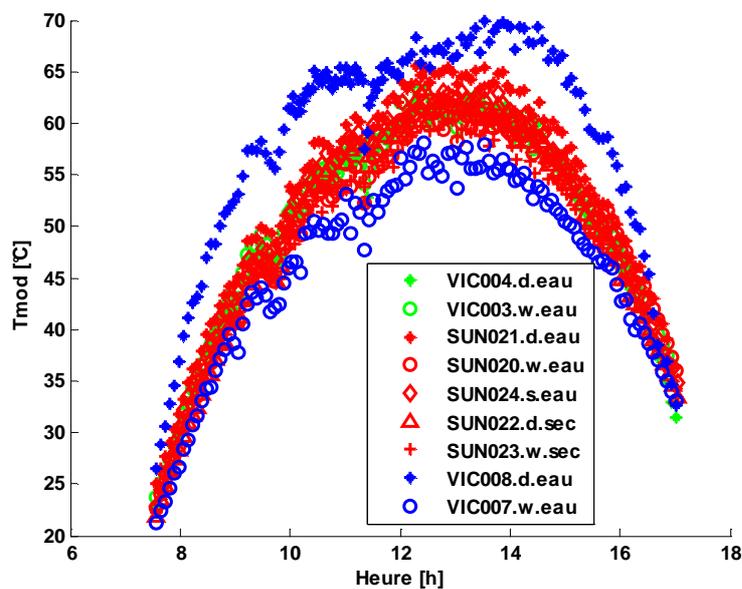
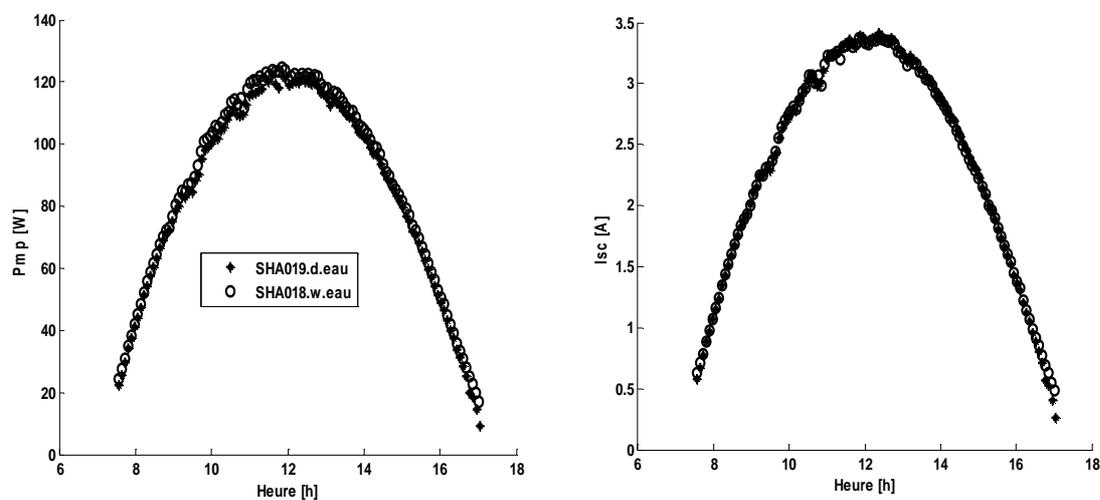


Figure 10 : Variation de température des modules de technologie cristalline le premier jour de l'étude



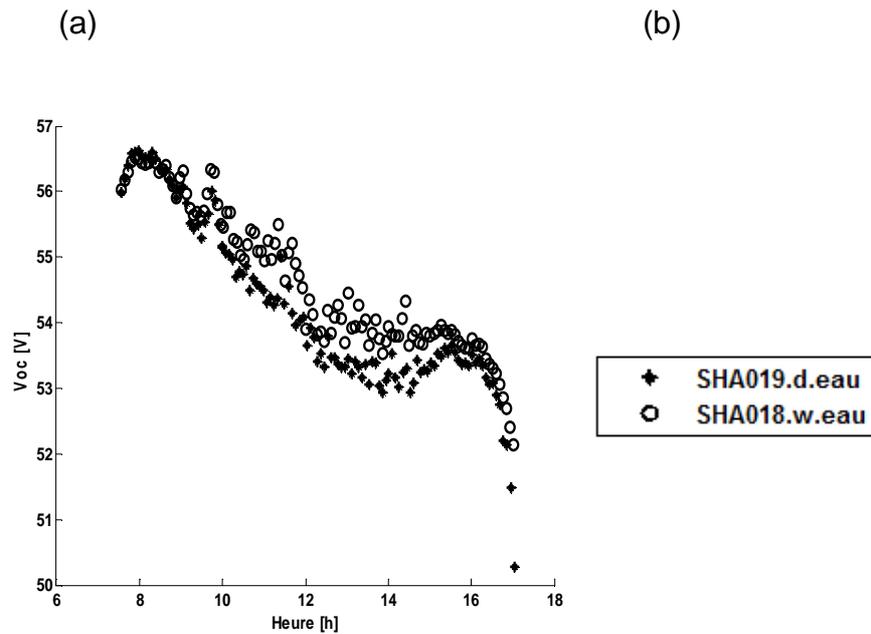


Figure 11 : Comparaison des performances des modules de technologies micromorphe de puissance STC 128 Wc le premier jour de l'étude

Les modules micromorphes (SHA019 et SHA018) ont des comportements similaires le premier jour de l'étude pour chacune des performances (P_{mp} , I_{sc} et V_{oc}) comme le montre la **Figure 11**.

IV.1.3.2 Fréquence optimale de nettoyage en saison sèche

IV.1.3.2.1 Modélisation du gain énergétique des modules nettoyés en fonction de leur fréquence de nettoyage

Trois fréquences de nettoyage (journalier, hebdomadaire et saisonnier) ont été expérimentées sur les modules polycristallins de type 1. Sur les autres types de modules dont on ne dispose qu'au plus de deux exemplaires, on expérimente les fréquences journalières et hebdomadaires. Les modules polycristallins de type 1 sont donc utilisés pour déterminer le modèle mathématique du gain énergétique ((III-8)) en fonction de la fréquence de nettoyage.

La Figure 12 montre les points expérimentaux et deux courbes d'ajustement (linéaire et logarithmique) tracées avec leurs coefficients de corrélation respectifs.

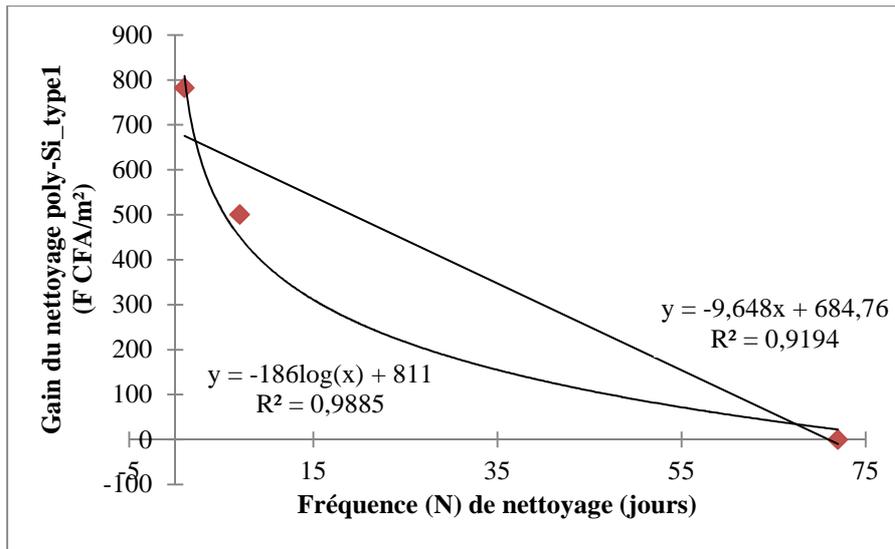
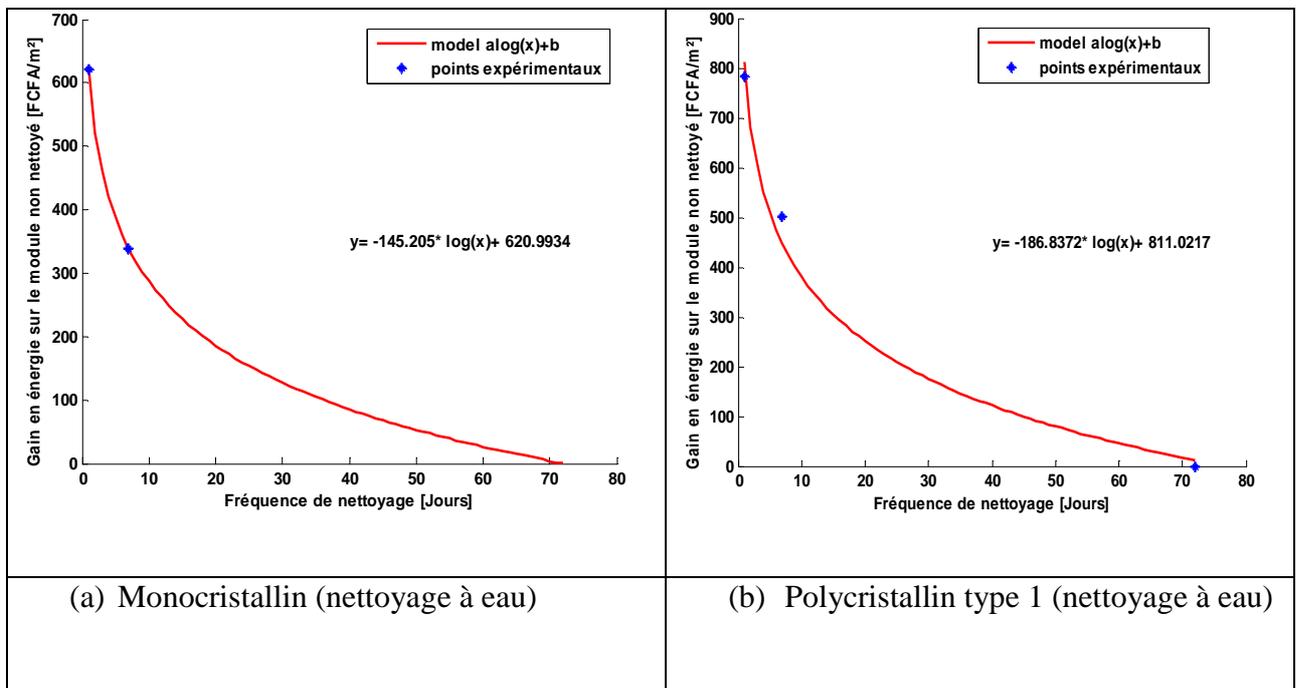


Figure 12 : Approximation par différents modèles du gain énergétique des modules polycristallins de type 1 nettoyés à différentes fréquences N.

On remarque donc que le modèle mathématique qui approxime le mieux les gains énergétiques calculés est le modèle logarithmique avec un coefficient de corrélation d'environ 0.99. Ce modèle a été donc retenu pour estimer le gain énergétique en fonction des fréquences de nettoyage pour tous les autres types de modules. La **Figure 13** présente les résultats de la modélisation du gain énergétique en fonction des fréquences de nettoyage pour tous les types de modules.



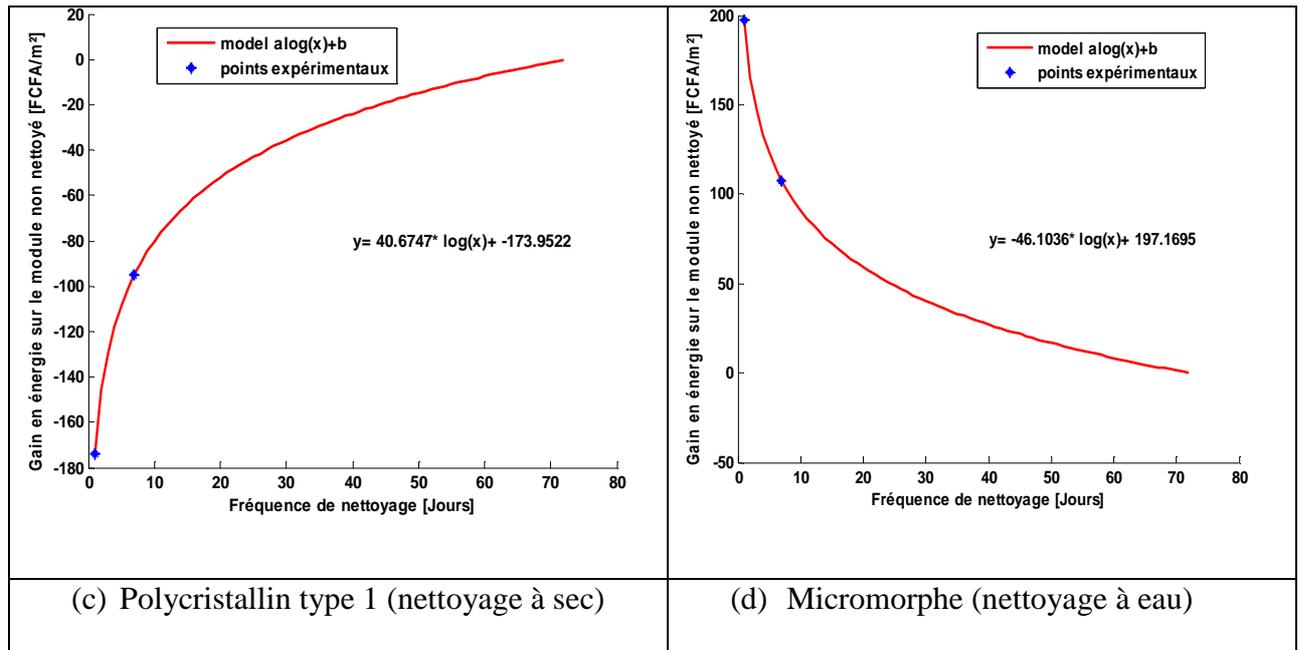


Figure 13 : Résultats de la modélisation par type de modules, du gain énergétique en fonction de différentes fréquences (N) de nettoyage en saison sèche.

Pendant la saison sèche, on remarque sur la **Figure 13** une décroissance de toutes les courbes de gain énergétique sauf celle relative au nettoyage à sec des modules polycristallins de type 1. Cette décroissance montre que plus le module est nettoyé plus sa production énergétique augmente. La croissance de la courbe du polycristallin de type 1, pour le nettoyage à sec, révèle l’inefficacité de ce type de nettoyage. On pourrait donc négliger cette différence et ne retenir que l’inefficacité du nettoyage à sec pour la zone climatique de l’étude.

IV.1.3.2.2 Modélisation du coût du nettoyage des modules en fonction de leur fréquence de nettoyage

Le coût du nettoyage en fonction de la fréquence de nettoyage est une fonction inverse de la forme $\frac{a}{N}$ (voir l’équation(III-11)) où a dépend de la méthode de nettoyage (équation (III-12) et (III-13))

La **Figure 14** présente les différentes courbes obtenues selon la méthode de nettoyage avec les équations correspondantes:

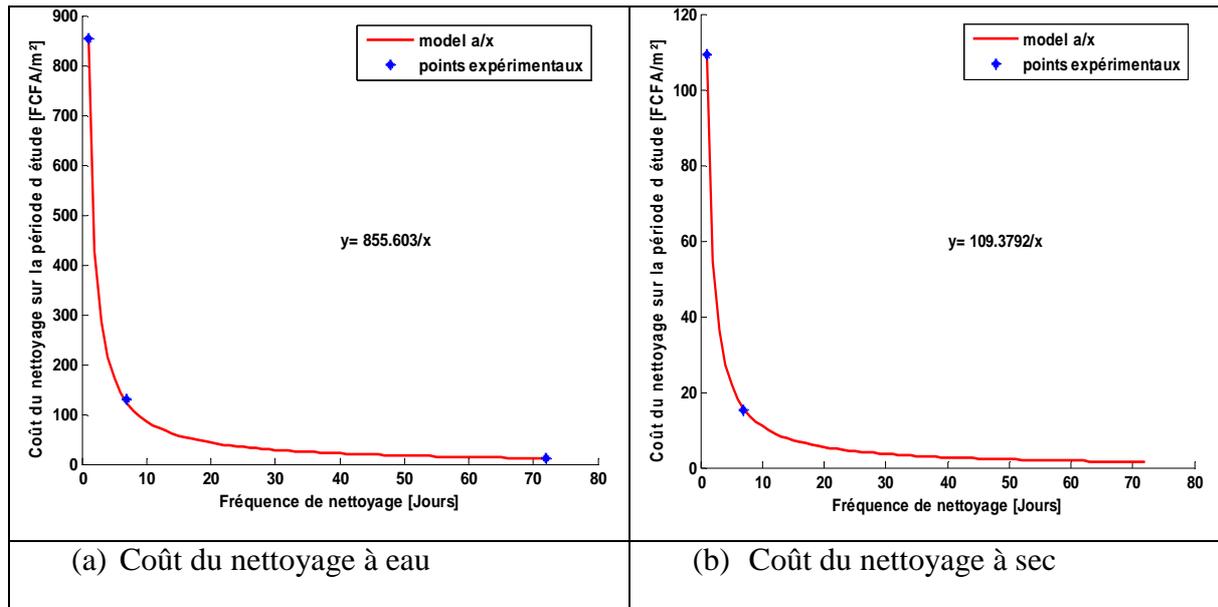


Figure 14 : Résultats de la modélisation par type de modules, du coût du nettoyage en fonction de sa fréquence (N).

Le coût du nettoyage journalier à sec est de 100F CFA/m² pour une période de 72 jours et d'environ 850 FCFA/m² pour le nettoyage à eau. Ceci attire l'attention sur la main d'œuvre très faible au Burkina Faso (le SMIG étant de 170,49 FCFA/h pour les travailleurs des entreprises agricoles et assimilées). Il soulève aussi l'importance de la quantité d'eau utilisée pour le nettoyage. L'eau utilisée pour le nettoyage journalier d'un m² de module en fait coûte environ 750 FCFA ; soit une quantité d'environ 700 litres/m² sur 102 jours.

IV.1.3.2.3 Détermination de la fréquence optimale de nettoyage des modules en saison sèche

La figure présente les courbes de profit du nettoyage (cf. équation (III-14)) des différents types de modules en fonction des fréquences de nettoyage.

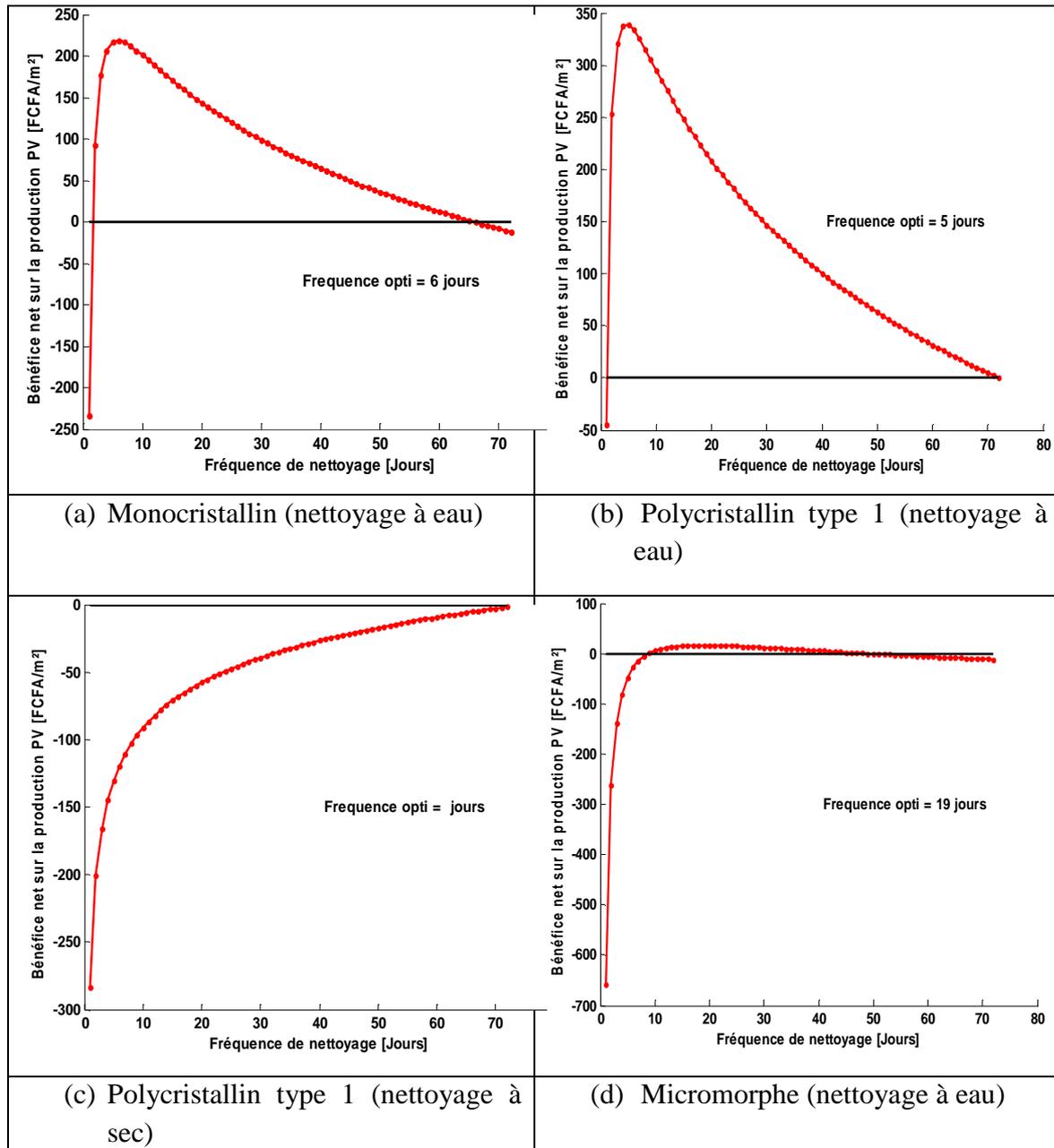


Figure 15 : Détermination des fréquences optimales de nettoyage des différents types de modules.

La fréquence optimale de nettoyage des modules doit permettre de récupérer le maximum d'énergie tout en réduisant le coût du nettoyage (Cf. équation (III-11)).

En saison sèche on obtient une fréquence de six (6) jours pour les modules monocristallins, de cinq (5) jours pour les polycristallins et de dix-neuf (19) jours pour les micromorphes (Cf. **Figure 15**) montrant ainsi la sensibilité de différentes technologies à la poussière.

IV.1.3.3 Saison pluvieuse

La période de la saison pluvieuse considérée pour la détermination des fréquences optimales s'étend sur 92 jours à partir de la première pluie observée au cours de l'expérimentation le

2015-05-08. La **Figure 16** présente les résultats de modélisation du gain énergétique en fonction des fréquences de nettoyage pour tous les types de modules en saison pluvieuse.

En saison pluvieuse on remarque sur la **Figure 16** que les courbes de gain énergétique de différents types de modules sont différentes de celles obtenues durant la saison sèche. Les modules polycristallins de type 1 présentent des valeurs négatives du gain énergétique quel que soit la fréquence de nettoyage pour les deux méthodes de nettoyage étudiées (Figure 16(b) et (c)). On peut donc en déduire que le nettoyage de ce type de modules est inefficace en saison pluvieuse.

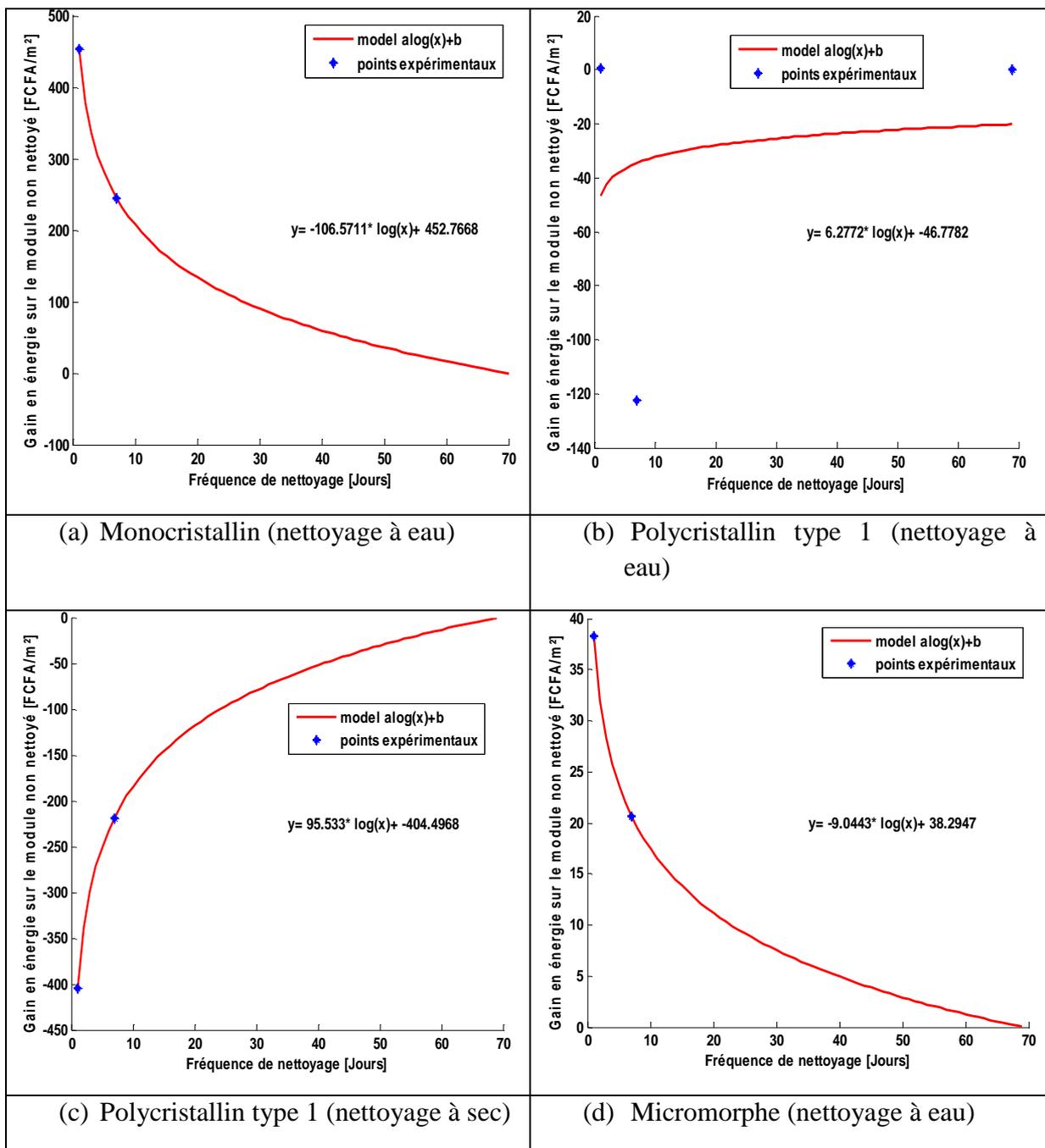


Figure 16 : Modélisation par type de modules, du gain énergétique en fonction de

différentes fréquences (N) de nettoyage en saison pluvieuse.

La Figure 17 montre les courbes du profit du nettoyage à eau des modules monocristallins et micromorphes.

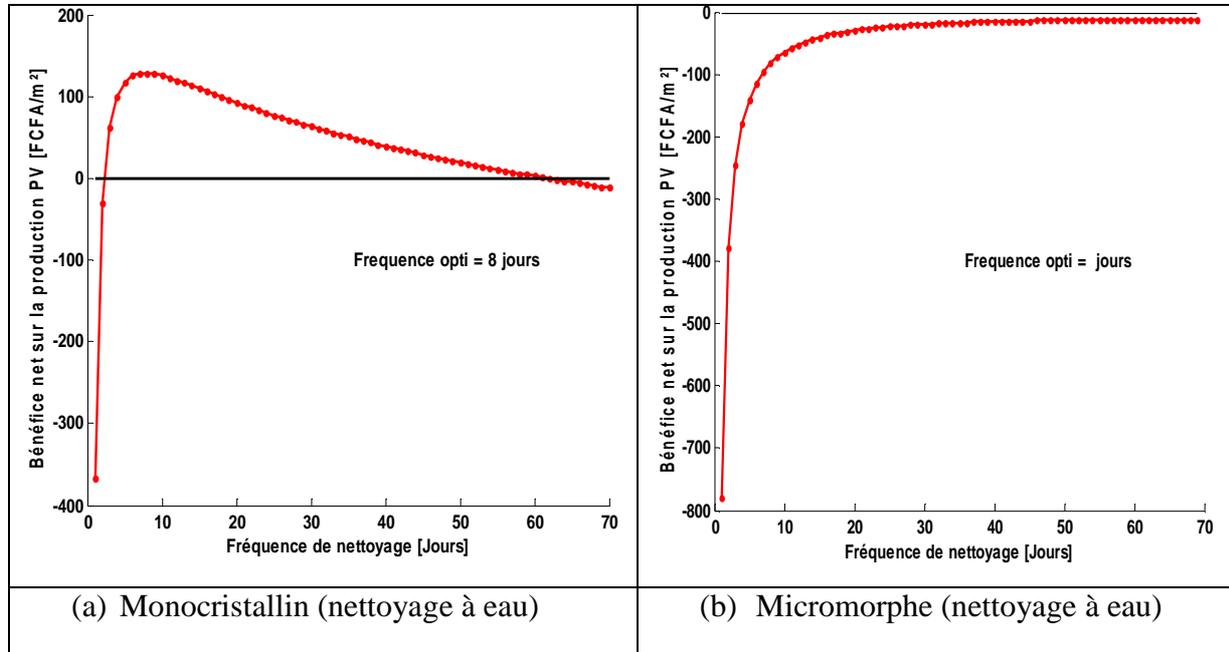


Figure 17 : Détermination des fréquences optimales de nettoyage des modules polycristallins de type 1 et micromorphes en saison pluvieuse.

La fréquence optimale pour le nettoyage des modules monocristallins passent de 6 jours en saison sèche à 8 jours en saison pluvieuse. Les résultats indiquent également que les modules polycristallins de type 1 et les modules micromorphes n'ont pas besoin d'être nettoyés en saison pluvieuse.

IV.1.4 Analyse technico-économique : PR et LCOE des différents types de modules

La méthodologie du coût moyen actualisé de l'énergie (LCOE) évalue le rapport coût-efficacité de différentes technologies PV sur leur durée de vie [7]. Connaissant les fréquences optimales de nettoyage et le ratio de performance de chaque type de module, le coût annuel de nettoyage et l'énergie annuelle produite ont été calculés afin de déterminer le LCOE des différents types de modules d'après l'équation ((III-15)). Le Tableau montre le coût annuel de nettoyage, l'énergie annuelle produite, le ratio de performance et le LCOE de chaque type de modules étudié.

Tableau IV : LCOE de différents types des modules étudiés

Technologies	Coût annuel du nettoyage (F CFA/m ²)	Energie annuelle (kWh/an/ m ²)	PR(%)	LCOE (F CFA/kWh)
Sc-Si	712,0140	219,2105	84	4,0484
Pc-Si	276,64	185,2941	80	1,8936
Micromorphe	130,5359	177,4251	92	0,9232

Le Tableau montre que la technologie monocristalline nécessite un coût annuel de nettoyage de 712,0140FCFA par m² par modules qui sept (7) fois plus élevé que celui de la technologie micromorphe. Cette différence est justifiée par le fait que les modules monocristallins nécessitent beaucoup plus de nettoyage notamment durant la saison pluvieuse où les autres types des modules ne sont pas nettoyés (voir IV.1.3.3.).

Ainsi, en évaluant les dépenses (coût de nettoyage) et les gains (énergie produite) on obtient l'optimum avec les modules de type micromorphe avec un coût moyen actualisé de l'énergie de 0,9232 FCFA par m² par module contre 1,8936 FCFA pour les modules de type polycristallins et 4,0484FCFA pour les monocristallins. En outre, la technologie micromorphe a le meilleur ratio de performance de 92% contre 84% pour le polycristallin et 80% pour le monocristallin.

V CONCLUSIONS

Cette étude a été réalisée au sein du Laboratoire Energie Solaire et Economie d' Energie (LESEE) de la Fondation Zie (Burkina Faso). Elle a pour but l'analyse technique et économique de différentes technologies de modules photovoltaïques en région soudano sahélienne. De ce fait, trois technologies de modules PV ont été étudiées : le silicium monocristallin, le silicium polycristallin et le micromorphe. Premièrement, une étude de l'effet de la poussière sur les performances des modules PV a été effectuée afin de déterminer les taux de dégradation et les fréquences optimales de nettoyage des différents types de modules étudiés dans les deux saisons de l'année. Les fréquences optimales de nettoyage varient selon les types de modules PV et selon la saison montrant ainsi la sensibilité des différentes technologies de modules PV à la poussière. Après avoir déterminé le coût annuel de nettoyage et la production énergétique annuelle, les LCOE des modules ont été calculés afin de déterminer la technologie ayant les meilleures performances techniques et économiques dans les conditions climatiques de la capitale Ouagadougou permettant de faire donc une extension sur la zone soudano-sahélienne. L'étude révèle que la meilleure technologie est le micromorphe.

VI RECOMMANDATIONS - PERSPECTIVES

Ce sujet de recherche a été conçu pour déterminer la meilleure technologie de module PV en région soudano-sahélienne (cas de Ouagadougou) selon une analyse rigoureuse des technologies des modules sur la base des indicateurs tant de performances énergétiques qu'économiques.

L'étude s'est basée sur les conditions de garantie généralement données par les constructeurs de modules (25 ans sur 80% de la puissance STC) pour déduire le taux de dégradation annuelle de l'énergie produite par ces modules. Ces périodes de garantie découlent des tests de vieillissement accélérés réalisés dans des conditions artificielles. Les résultats obtenus devront donc être confirmés par une étude du vieillissement des différentes technologies en climat soudano-sahélien. On prendra donc en compte l'influence de l'humidité et des rayonnements UV sur les performances de chaque technologie.

Toutes ces analyses contribueront de façon significative à réaliser des dimensionnements de systèmes photovoltaïques en zone soudano-sahélienne tenant compte de l'influence des conditions réelles sur le fonctionnement des modules photovoltaïques

VII BIBLIOGRAPHIE

- [1] B. I. Ouedraogo, S. Kouame, Y. Azoumah, and D. Yamegueu, "Incentives for rural off grid electrification in Burkina Faso using LCOE," *Renew. Energy*, vol. 78, pp. 573–582, Jun. 2015.
- [2] A. K. Tossa, Y. M. Soro, L. Thiaw, Y. Azoumah, L. Sicot, D. Yamegueu, C. Lishou, Y. Coulibaly, and G. Razongles, "Energy performance of different silicon photovoltaic technologies under hot and harsh climate," *Energy*, vol. 103, pp. 261–270, May 2016.
- [3] J. Merten, L. Sicot, Y. Delesse, and A. G. Montgareuil, "Outdoor evaluation of the energy production of different module technologies.," *Proc. 22nd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Eds2008*, 2008.
- [4] K. Akhmad, A. Kitamura, F. Yamamoto, H. Okamoto, H. Takakura, and Y. Hamakawa, "Outdoor performance of amorphous silicon and polycrystalline silicon PV modules," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 46, no. 3, pp. 209–218, 1997.
- [5] C. Rus-Casas, J. D. Aguilar, P. Rodrigo, F. Almonacid, and P. J. Pérez-Higueras, "Classification of methods for annual energy harvesting calculations of photovoltaic generators," *Energy Convers. Manag.*, vol. 78, pp. 527–536, Feb. 2014.
- [6]. <http://www.senegal-energies.com/index.php/solaire-photovoltaique>
- [7] A. Bianchini, M. Gambuti, M. Pellegrini, and C. Sacconi, "Performance analysis and economic assessment of different photovoltaic technologies based on experimental measurements," *Renew. Energy*, vol. 85, pp. 1–11, Jan. 2016.
- [8] S. Vighetti, "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion," Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2010.
- [9] B. Equer, "L'électricité solaire photovoltaïque : présent et futur," *Reflets Phys.*, no. 5, pp. 5–6, Jul. 2007.
- [10] M. E. Basoglu, A. Kazdaloglu, T. Erfidan, M. Z. Bilgin, and B. Cakir, "Seasonal based energy performance analyzes of Cd-Te and c-Si photovoltaic modules," in *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2015 IEEE 15th International Conference on*, 2015, pp. 208–212.
- [11] D. Martinez-Plaza, A. Abdallah, B. W. Figgis, and T. Mirza, "Performance Improvement Techniques for Photovoltaic Systems in Qatar: Results of First year of Outdoor Exposure," *Energy Procedia*, vol. 77, pp. 386–396, Aug. 2015.
- [12] T. Sarver, A. Al-Qaraghuli, and L. L. Kazmerski, "A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 698–733, Jun. 2013.
- [13] M. Mani and R. Pillai, "Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 9, pp. 3124–3131, Dec. 2010.
- [14] N. Kumar, P. Yadav, and S. S. Chandel, "Comparative analysis of four different solar photovoltaic technologies," in *Energy Economics and Environment (ICEEE), 2015 International Conference on*, 2015, pp. 1–6.
- [15] E. Fuentealba, P. Ferrada, F. Araya, A. Marzo, C. Parrado, and C. Portillo, "Photovoltaic performance and LCoE comparison at the coastal zone of the Atacama Desert, Chile," *Energy Convers. Manag.*, vol. 95, pp. 181–186, May 2015.
- [16] D. Martinez-Plaza, A. Abdallah, B. W. Figgis, and T. Mirza, "Performance Improvement Techniques for Photovoltaic Systems in Qatar: Results of First year of Outdoor Exposure," *Energy Procedia*, vol. 77, pp. 386–396, Aug. 2015.
- [17] W. Short, D. J. Packey, and T. Holt, *A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies*. University Press of the Pacific, 2005.
- [18] J. Zorrilla-Casanova, M. Piliougin, J. Carretero, P. Bernaola-Galván, P. Carpena, L.

- Mora-López, and M. Sidrach-de-Cardona, “Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules: Losses produced by soiling in the incoming radiation to PV modules,” *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, p. n/a–n/a, Feb. 2012.
- [19] L. Cristaldi, M. Faifer, M. Rossi, M. Catelani, L. Ciani, E. Dovere, and S. Jerace, “Economical evaluation of PV system losses due to the dust and pollution,” in *Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), 2012 IEEE International*, 2012, pp. 614–618.
- [20] A. J. Bühler, F. Perin Gasparin, and A. Krenzinger, “Post-processing data of measured I–V curves of photovoltaic devices,” *Renew. Energy*, vol. 68, pp. 602–610, Aug. 2014.
- [21] A. Rao, R. Pillai, M. Mani, and P. Ramamurthy, “Influence of Dust Deposition on Photovoltaic Panel Performance,” *Energy Procedia*, vol. 54, pp. 690–700, 2014.
- [22] A. Ndiaye, C. M. F. Kébé, A. Charki, P. A. Ndiaye, V. Sambou, and A. Kobi, “Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment,” *Sol. Energy*, vol. 103, pp. 70–77, May 2014.

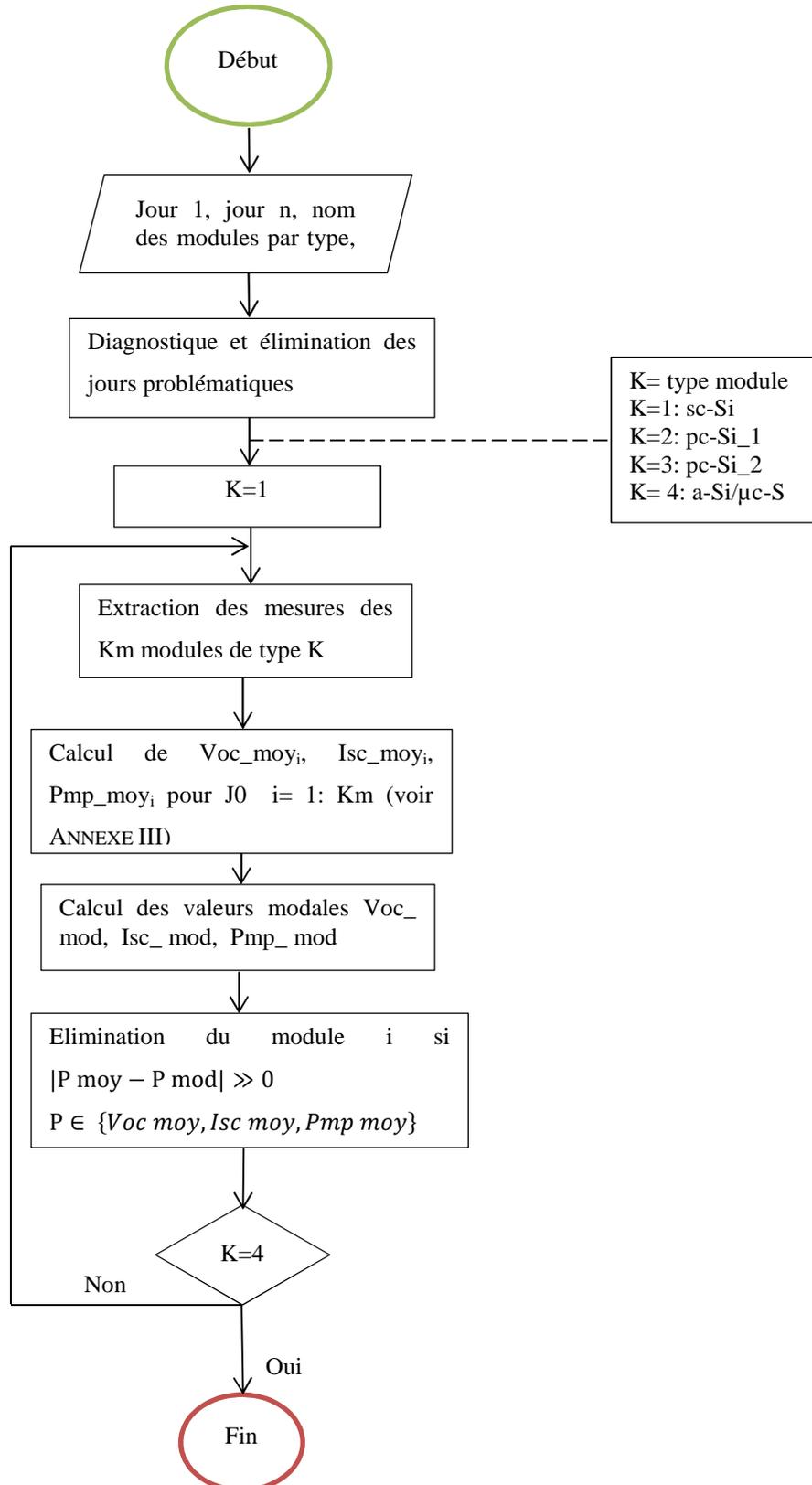
VIII ANNEXES

Annexe I: CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES STC DES DIFFERENTS TYPES DE MODULES ETUDIES.....	43
Annexe II: ORGANIGRAMME POUR LE PRETRAITEMENT PREALABLE DES MESURES.....	44
ANNEXE III: MOYENNES DES PERFORMANCES ELECTRIQUES DE DIFFERENTS TYPES DES MODULES LE PREMIER JOUR.....	45
ANNEXE IV: LES MODULES CARACTERISES ET LES PERIODES DE CARACTERISATION CORRESPONDANTES.....	46
Annexe V : principe de la détermination des taux de dégradation des performances des modules PV	47
ANNEXE VI: SUIVIE DU PROTOCOLE DE NETTOYAGE.....	48
Annexe VII : Organigramme pour la détermination des fréquences optimales de nettoyage..	49
Annexe VIII : Coût des différentes technologies des modules PV	50

Annexe I: CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES STC DES DIFFERENTS TYPES DE MODULES ETUDIES.

	PV Module (Technology/reference/name)			
	sc-Si/ VSPM50- 12V/	pc-Si_type2/ VSP50P-12V/ VIC006	pc-Si_type1/ Sw50 RMA/D / SUN011	aSi:H / μ c-Si:H NA-F128GK / SHA017
I_{SC} [A] (*)	3.16	3.22	3.20	3.37
V_{OC} [V] (*)	22.48	22.39	21.77	61.42
I_{mp} [A] (*)	2.81	2.98	3.00	2.93
V_{mp} [V] (*)	18.47	18.09	17.49	48.94
P_{mp} [Wp] (*)	51.45	53.73	52.08	142.48
I_{SC} température coefficient [%/ °C]	0.037	0.037	0.081	0.07
V_{OC} température coefficient [%/ °C]	-0.34	-0.34	-0.37	-0.30
P_{mp} température coefficient [%/ °C]	-0.48	-0.48	-0.45	-0.24
Surface [m ²]	0.4104	0.6318	0.3482	1.4217

Annexe II: ORGANIGRAMME POUR LE PRETRAITEMENT PREALABLE DES MESURES



**ANNEXE III: MOYENNES DES PERFORMANCES ELECTRIQUES DE
DIFFERENTS TYPES DES MODULES LE PREMIER JOUR**

Valeurs moyennes	G_moy (W/ m ²)	Tmod_moy (°C)	Pmp_moy (W)	Isc_moy (A)	Voc_moy (V)
VIC004	758,969	50,723	33,125	2,319	19,866
VIC003	752,9069	50,923	32,413	2,311	19,870
Valeurs moyennes					
SUN021	754,170	53,704	33,704	19,351	2,380
SUN020	753,065	49,965	34,090	19,424	2,382
SUN024	753,380	51,651	32,404	19,268	2,366
SUN023	754,631	48,694	34,514	19,480	2,395
SUN022	753,317	50,415	31,950	19,364	2,324
Valeurs moyennes					
SHA019	753,2546	54,9421	88, 2187	2,4475	54,3227
SHA018	753,3179	51,0081	91,6625	2,4633	54,8533

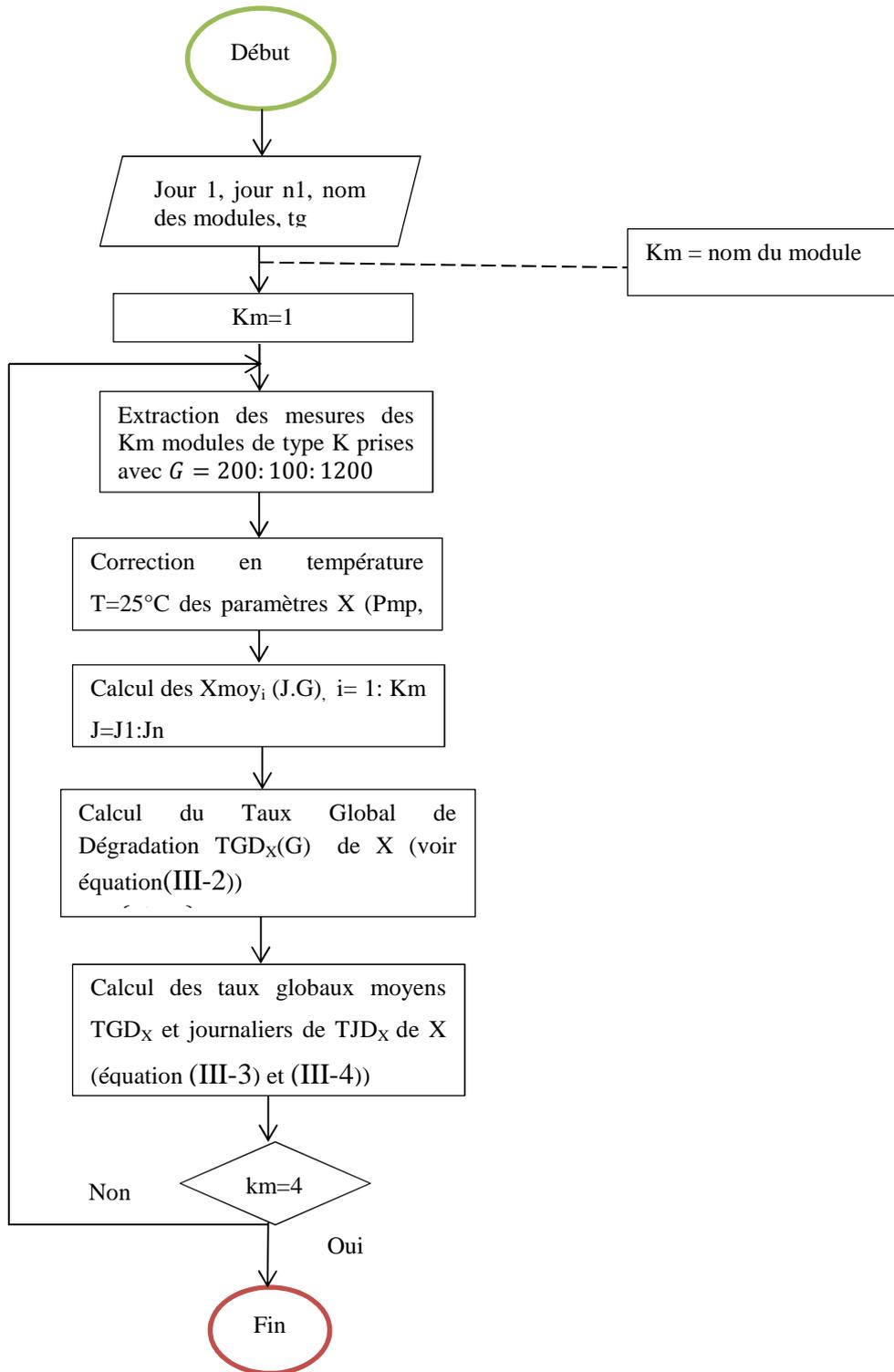
**ANNEXE IV: LES MODULES CARACTERISES ET LES PERIODES
DE CARACTERISATION CORRESPONDANTES.**

Traitement des modules	Saison	Modules PV			
		Mono-Si	Poly-Si_type1	Poly-Si_type2	micromorphe
Période de non nettoyage des modules 2014-08-16 au 2015-01-13 (151 jours)	Saison pluvieuse 2014-08-16 au 2014-10-14 (60 jours)	VIC001 VIC003	SUN011	VIC006 VIC007	SHA017
	Saison sèche 2014-10-15 au 2015-01-13 (91 jours)				
Période de nettoyage des modules 2015-01-14 au 2015-08-15 (214 jours)	Saison sèche nettoyage 2015-01-14 au 2015-05-07 (114 jours)	VIC001 ^(h, e) VIC003 ^(h, e) VIC004 ^(j, e)	SUN024 ^(s, e) SUN011 ^(h, e) SUN020 ^(h, e) SUN021 ^(j, e) SUN022 ^(j, s) SUN023 ^(h, s)	VIC006 ^(h, e) VIC007 ^(h, e) VIC008 ^(j, e)	SHA017 ^(h, e) SHA018 ^(j, e) SHA019 ^(h, e)
	Saison pluvieuse 2015-05-08 au 2015-08-15 (100 jours)				

Légende

- e Nettoyage à eau
- s Nettoyage à sec
- j Fréquence journalier
- h Fréquence hebdomadaire
- s Fréquence saisonnier

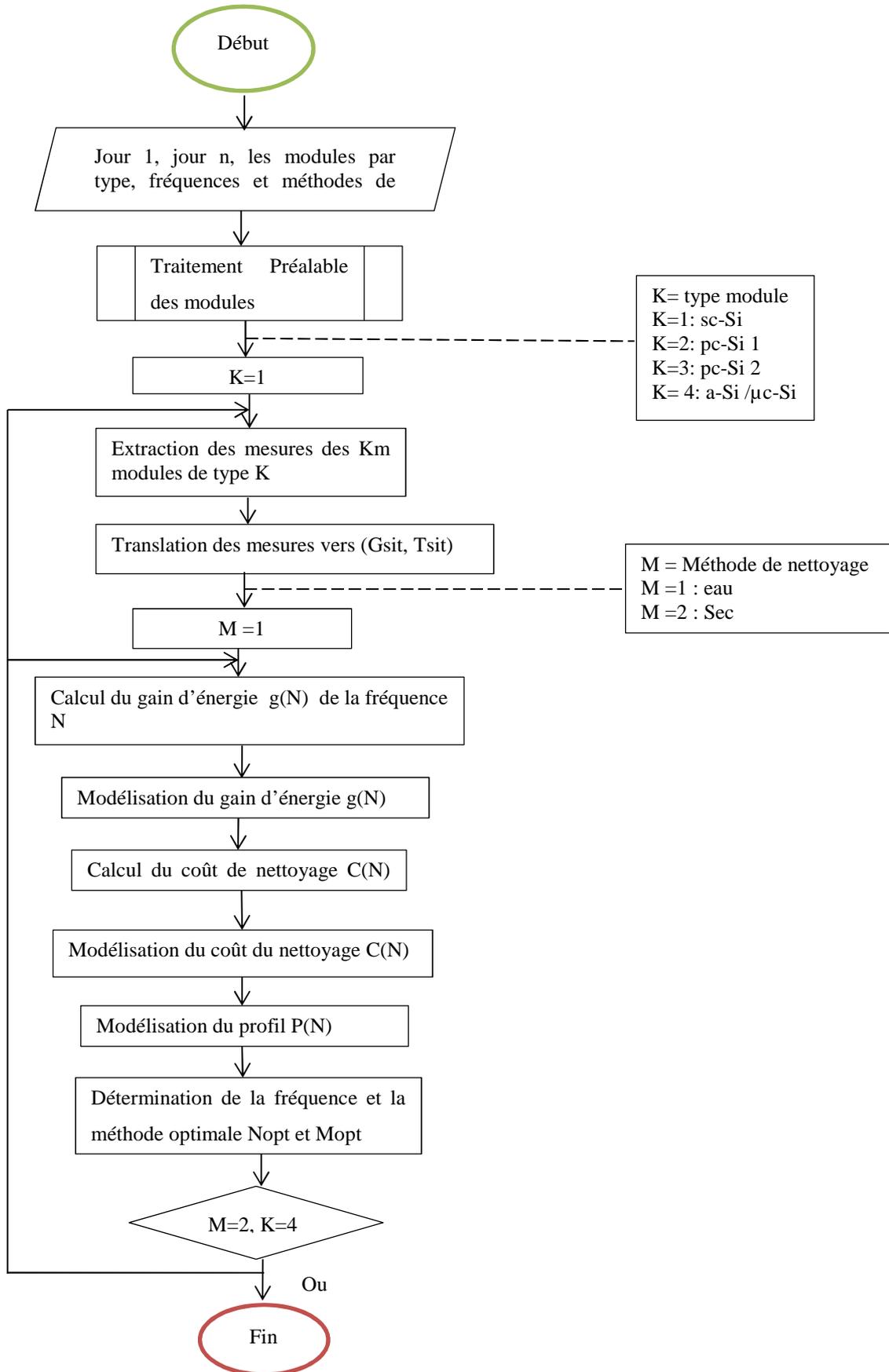
Annexe V : principe de la détermination des taux de dégradation des performances des modules PV



ANNEXE VI: SUIVIE DU PROTOCOLE DE NETTOYAGE

Technologie	Module	fréquence/type nettoyage
Poly	SUN020	Hebdomadaire / à eau
	SUN021	Journalier / à eau
	SUN022	Journalier /à sec
	SUN023	Hebdomadaire / à sec
	SUN024	Saisonnier/ à eau
a-Si:H/ μ c-Si:H	SHA018	Hebdomadaire / à eau
	SHA019	Journalier / à eau
mono	VIC003	Hebdomadaire / à eau
	VIC004	Journalier / à eau

Annexe VII : Organigramme pour la détermination des fréquences optimales de nettoyage



Annexe VIII : Coût des différentes technologies des modules PV

Coût des Modules	Symbole	Valeurs	Origines
Modules poly cristallin (mc-Si) type 1	F_0	1 732 FCFA/Wc	Facture : Contrat SIREA
Modules poly cristallin (mc-Si) type 2	F_0	1 876 FCFA/Wc	
Modules monocristallin (c-Si)	F_0	1 994 FCFA/Wc	
Modules micro morphe (a-Si / μ c-Si)	F_0	682 FCFA/Wc	