



HAL
open science

Modélisation et analyse expérimentale d'une centrale solaire photovoltaïque en milieu désertique maritime

Daha Hassan Daher

► **To cite this version:**

Daha Hassan Daher. Modélisation et analyse expérimentale d'une centrale solaire photovoltaïque en milieu désertique maritime. Thermique [physics.class-ph]. Université de Lyon, 2017. Français. NNT : 2017LYSEI102 . tel-01920874v2

HAL Id: tel-01920874

<https://theses.hal.science/tel-01920874v2>

Submitted on 11 Jan 2019

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



N°d'ordre NNT : 2017LYSEI102

THESE de DOCTORAT DE L'UNIVERSITE DE LYON
opérée au sein de
Institut National des Sciences Appliquées de Lyon

Ecole Doctorale N° 162
Mécanique, Energétique, Génie civil, Acoustique

Spécialité/ discipline de doctorat :
Thermique Energétique

Soutenue publiquement le 06/11/2017, par :
Daha Hassan Daher

**Modélisation et analyse expérimentale
d'une centrale solaire photovoltaïque
en milieu désertique maritime**

Devant le jury composé de :

LEMITI, Mustapha	Professeur	INSA-LYON	Président
JEMNI, Abdelmajid	Professeur	ENIM	Rapporteur
LOGERAIS, Pierre-Olivier	MCF/HDR	UPEC	Rapporteur
PERRIN, Marion	Docteur	CEA-INES	Examinatrice
AMARA, Mohamed	Docteur/CR	CNRS	Examineur
MENEZO, Christophe	Professeur	USMB	Directeur de thèse
GAILLARD, Léon	Docteur	USMB	Invité

Département FEDORA – INSA Lyon - Ecoles Doctorales – Quinquennal 2016-2020

SIGLE	ECOLE DOCTORALE	NOM ET COORDONNEES DU RESPONSABLE
CHIMIE	<p><u>CHIMIE DE LYON</u> http://www.edchimie-lyon.fr</p> <p>Sec : Renée EL MELHEM Bat Blaise Pascal 3^e étage secretariat@edchimie-lyon.fr Insa : R. GOURDON</p>	<p>M. Stéphane DANIELE Institut de Recherches sur la Catalyse et l'Environnement de Lyon IRCELYON-UMR 5256 Equipe CDFA 2 avenue Albert Einstein 69626 Villeurbanne cedex directeur@edchimie-lyon.fr</p>
E.E.A.	<p><u>ELECTRONIQUE, ELECTROTECHNIQUE, AUTOMATIQUE</u> http://edeea.ec-lyon.fr</p> <p>Sec : M.C. HAVGOUDOUKIAN Ecole-Doctorale.eea@ec-lyon.fr</p>	<p>M. Gérard SCORLETTI Ecole Centrale de Lyon 36 avenue Guy de Collongue 69134 ECULLY Tél : 04.72.18 60.97 Fax : 04 78 43 37 17 Gerard.scorletti@ec-lyon.fr</p>
E2M2	<p><u>EVOLUTION, ECOSYSTEME, MICROBIOLOGIE, MODELISATION</u> http://e2m2.universite-lyon.fr</p> <p>Sec : Sylvie ROBERJOT Bât Atrium - UCB Lyon 1 04.72.44.83.62 Insa : H. CHARLES secretariat.e2m2@univ-lyon1.fr</p>	<p>M. Fabrice CORDEY CNRS UMR 5276 Lab. de géologie de Lyon Université Claude Bernard Lyon 1 Bât Géode 2 rue Raphaël Dubois 69622 VILLEURBANNE Cédex Tél : 06.07.53.89.13 cordey@univ-lyon1.fr</p>
EDISS	<p><u>INTERDISCIPLINAIRE SCIENCES-SANTE</u> http://www.ediss-lyon.fr</p> <p>Sec : Sylvie ROBERJOT Bât Atrium - UCB Lyon 1 04.72.44.83.62 Insa : M. LAGARDE secretariat.ediss@univ-lyon1.fr</p>	<p>Mme Emmanuelle CANET-SOULAS INSERM U1060, CarMeN lab, Univ. Lyon 1 Bâtiment IMBL 11 avenue Jean Capelle INSA de Lyon 696621 Villeurbanne Tél : 04.72.68.49.09 Fax : 04 72 68 49 16 Emmanuelle.canet@univ-lyon1.fr</p>
INFOMATHS	<p><u>INFORMATIQUE ET MATHÉMATIQUES</u> http://edinfomaths.universite-lyon.fr</p> <p>Sec : Renée EL MELHEM Bat Blaise Pascal, 3^e étage Tél : 04.72. 43. 80. 46 Fax : 04.72.43.16.87 infomaths@univ-lyon1.fr</p>	<p>M. Luca ZAMBONI Bâtiment Braconnier 43 Boulevard du 11 novembre 1918 69622 VILLEURBANNE Cedex Tél : 04 26 23 45 52 zamboni@maths.univ-lyon1.fr</p>
Matériaux	<p><u>MATERIAUX DE LYON</u> http://ed34.universite-lyon.fr</p> <p>Sec : Marion COMBE Tél:04-72-43-71-70 -Fax : 87.12 Bat. Direction ed.materiaux@insa-lyon.fr</p>	<p>M. Jean-Yves BUFFIERE INSA de Lyon MATEIS Bâtiment Saint Exupéry 7 avenue Jean Capelle 69621 VILLEURBANNE Cedex Tél : 04.72.43 71.70 Fax 04 72 43 85 28 Ed.materiaux@insa-lyon.fr</p>
MEGA	<p><u>MECANIQUE.ENERGETIQUE.GENIE CIVIL.ACOUSTIQUE</u> http://edmega.universite-lyon.fr/</p> <p>Sec : Marion COMBE Tél:04-72-43-71-70 -Fax : 87.12 Bat. Direction mega@insa-lyon.fr</p>	<p>M. Philippe BOISSE INSA de Lyon Laboratoire LAMCOS Bâtiment Jacquard 25 bis avenue Jean Capelle 69621 VILLEURBANNE Cedex Tél : 04.72 .43.71.70 Fax : 04 72 43 72 37 Philippe.boisse@insa-lyon.fr</p>
ScSo	<p><u>ScSo*</u> http://ed483.univ-lyon2.fr/</p> <p>Sec : Viviane POLSINELLI Brigitte DUBOIS Insa : J.Y. TOUSSAINT Tél : 04 78 69 72 76 viviane.polsinelli@univ-lyon2.fr</p>	<p>M. Christian MONTES Université Lyon 2 86 rue Pasteur 69365 LYON Cedex 07 Christian.montes@univ-lyon2.fr</p>

*ScSo : Histoire, Géographie, Aménagement, Urbanisme, Archéologie, Science politique, Sociologie, Anthropologie

Dédicaces

A la mémoire de mon père

A ma bien-aimée mère, Fatma Ahmed Abdallah

A ma chère et tendre épouse, Sagal Mohamed Abdi

Aux prunelles de mes yeux, mon fils Muhammad et ma fille Aïcha

Remerciements

Je souhaite par ces quelques mots, adressé mes chaleureuses remerciements à ce qui ont de près ou de loin contribué à la réalisation de ce travail de thèse.

J'adresse tout d'abord mes remerciements à M. Mustapha LEMITI, professeur à l'INSA de Lyon, d'avoir accepté d'être le président de mon jury ainsi que M. Abdelmajid JEMNI, professeur à l'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Monastir, et M. Pierre-Olivier LOGERAIS, Maître de conférence/HDR à l'Université Paris-Est-Créteil, d'avoir accepté d'être rapporteurs de ces travaux. Je remercie également Mme. Marion PERRIN, chef de service au CEA-INES d'avoir accepté d'être membre du jury.

Mes profonds remerciements vont à mon Directeur de thèse, Pr. Christophe MENEZO pour la confiance qu'il m'a accordé tout au long de la réalisation de cette thèse. Je te remercie pour ta disponibilité, ton ouverture et ta clairvoyance qui m'ont été un guide précieux au cours des différentes étapes mes recherches. Merci à Léon GAILLARD, "la force tranquille" qui m'a toujours soutenu dans mes travaux de recherche du début à la fin "Un homme d'éthique et d'une très grande valeur morale". Merci pour les compétences que tu as su partager. Au-delà de l'encadrement, une amitié qui va au-delà des frontières s'est développer durant cette thèse. Merci également Mohamed AMARA pour son encadrement durant cette thèse. Mes remerciements vont au Directeur du CETHIL, Pr. Jocelyn BONJOUR pour m'avoir accueilli dans son laboratoire durant ces années de thèse. Merci également au Pr. Monika WOLOSZYN, directrice du LOCIE pour m'avoir accueilli dans son laboratoire lors de la finalisation de ma thèse.

Je remercie le Directeur Général du CERD, Dr. Jalludin MOHAMED et le Directeur de l'IST, Dr. Mohamed OSMAN pour leur soutien toute aux long de cette thèse. Qu'ils trouvent ici ma profonde gratitude.

A mes amis du CETHIL et du LOCIE: Nabil (sahit!), AbdelKader, Christophe, Fouad, Soufiane, Oussama, Ankita et Shyam. Qu'ils trouvent ici mon amitié la plus sincère.

A l'ensemble de mes amis et collègues du GRE: Abdoukader, Omar et Abdou pour leur soutien pendant cette thèse.

Je remercie également mes meilleurs amis : Warsama-Kadar, Abdourahman, Mahamoud, Liban et Ali pour les moments de délire qu'on a passé ensemble durant la thèse et qui m'ont fait un peu oublié le stress de la thèse.

Finalement, je tiens à remercier du plus profond de mon cœur, ma mère, mon épouse et mes deux enfants car ils sont l'essence même de ma réussite.

Résumé

Résumé

L'objectif de ce travail a été de développer un modèle pour prédire le comportement d'une installation photovoltaïque (PV) dans une zone désertique maritime, afin d'optimiser la production instantanée et de maintenir les performances au fil du temps. Les données issues du monitoring d'une centrale solaire ont été analysées afin d'en extraire des indicateurs de performances et d'étudier l'impact des facteurs climatiques (température, irradiation et dépôts de poussière). Les méthodes d'analyse de performance, telles que la "transposition aux conditions de référence" (Ex. PVUSA) et "estimation des mesures de performance" (Ex. PR) ont été appliquées pour évaluer le taux de dégradation annuel de l'installation. Une première indication de la durée de vie des installations PV pour le climat de Djibouti a été obtenue, ainsi qu'une capacité à prédire l'évolution à long terme de cette centrale et des futures installations PV. Parallèlement, un modèle numérique de l'installation PV a été construit en utilisant TRNSYS, incluant les modules et les onduleurs, pour retranscrire le comportement du système PV dans son ensemble, ainsi que les conditions environnementales dans lesquelles il évolue. Le modèle inclus dans la bibliothèque TRNSYS a été amélioré à l'aide de résultats expérimentaux, en particulier en ce qui concerne la dépendance thermique. Un modèle prédictif a donc été développé combinant l'accumulation de poussière, un modèle empirique de températures et de dégradation du module. Enfin, une étude paramétrique a été réalisée avec le modèle complet, afin d'évaluer l'impact du nettoyage pour divers scénarios d'empoussièrement. Les résultats contribueront à l'optimisation de la conception et de l'exploitation des centrales solaires dans ce type de climat.

Abstract

The objective of this work has been to develop a model for the behavior of a photovoltaic (PV) plant in an arid zone, to optimize instantaneous production and maintain performance over time. Monitoring data were collected for a solar power plant, which were then studied to infer the impact of climatic factors (temperature, irradiation and dust deposits). Performance analysis techniques including "transposition to reference conditions" (eg. PVUSA) and "estimation of standard performance measures" (eg. PR) were applied to evaluate the annual degradation rate of the facility. A first indication of expected lifetime of PV installations for the climate of Djibouti was thus obtained, as well as a capacity to predict the long-term evolution of the plant and future installations. In parallel, a numerical model of the photovoltaic installation was constructed using TRNSYS, including the modules and inverters, to transcribe the behavior of the PV system as a whole, and also the environmental conditions in which it evolves. The model included in the standard TRNSYS library was improved with the aid of experimental results, in particular with regards the thermal dependence. A predictive model was thus developed combining dust accumulation, an empirical model of module temperatures and degradation. Finally, a parametric study was undertaken with the complete model, to evaluate the impact of cleaning schedules under various dust scenarios. The results will contribute to the optimization of solar power plant design and operation in this type of climate.

Table des matières

Dédicaces	i
Remerciements	ii
Résumé	iii
Liste des figures	ix
Liste des tableaux	xiii
Nomenclatures.....	xiv
Chapitre 1 : Introduction générale.....	1
1.1- Contexte générale	1
1.2- Motivations	6
1.3- Objectives de la thèse	8
1.4- Plan de la thèse	9
Chapitre 2 : Présentation de la centrale solaire, acquisition et analyse des données	11
2.1- Introduction	11
2.2- Description de la centrale solaire photovoltaïque.....	11
2.2.1- Les panneaux solaires PV	11
2.2.2- Boîtes de jonctions	13
2.2.3- Salle de contrôle	13
2.2.4- Onduleurs photovoltaïques ("Power Conditionners").....	14
2.2.5- Armoire de commutation des charges	16
2.2.6- Sensibilisation / panneaux d'affichages	17
2.2.7- Dispositif de mesures environnementales	17
2.2.8- Eclairage LED et clôture	18
2.2.9- Panneau de contrôle	18
2.2.10- Ordinateur d'acquisition des données.....	19
2.2.11- Fonctionnement du système solaire.....	20
2.3- Opération d'entretien et de maintenance	22
2.3.1- Présentation et classification de la maintenance	22
2.3.2- Répartition des tâches.....	23
2.3.3- Plan d'entretien annuel.....	24
2.3.4- Contrôle courant	24
2.3.5- Contrôle périodique.....	25
2.3.6- Anomalies et réparations	25

2.3.7-	Nettoyage	26
2.3.8-	Fiche de commande.....	28
2.4-	Fouille des données issues du monitoring de la centrale solaire/ détection des périodes de délestage du réseau électrique	29
2.4.1-	Nombre de valeurs disponibles par paramètres.....	29
2.4.2-	Détection et caractérisation du délestage réseau sur la production de la centrale 30	
2.4.3-	Tension de connexion au réseau (V_{ac}) et tension continue des rangées PV (V_{dc}) 33	
2.4.4-	Critère d'identification et détection de différentes anomalies.....	34
2.4.5-	Observation avant et après filtrage des valeurs aberrantes.....	35
2.4.6-	Evolution du délestage du réseau électrique de Djibouti	38
2.5-	Conditions environnementales de l'installation PV	39
2.5.1-	Analyse de la température et des rayonnements solaires sur le site.....	39
2.5.2-	Ajout d'instrumentation	40
2.5.3-	Mise en place et analyse des données issues des capteurs des températures des modules 43	
2.5.4-	Analyse de la vitesse et de la direction du vent du site	44
2.5.5-	Aperçu des données de vitesses de températures	46
2.6-	Conclusion	47
Chapitre 3 : Analyse de performances réelles de la centrale solaire de 302,4 kWc raccordé au réseau électrique de Djibouti.....		49
3.1-	Introduction	49
3.2-	Etat de l'art sur l'analyse de performance sous différentes zones climatiques	49
3.3-	Etat de l'art sur l'effet de l'empoussièrement sur les performances des modules PV 53	
3.4-	Méthodologies	55
3.4.1-	Performances normalisées.....	56
3.4.2-	Méthode PVUSA.....	58
3.5-	Analyse des performances horaires, journalières et mensuelles.....	61
3.6-	Analyse de l'evolution des performances d'une centrale solaire pv sous conditions climatiques severes	64
3.6.1-	Energie générée et énergie cumulée.....	64
3.6.2-	Rendement final, pertes du système et pertes diverses	65
3.6.3-	Rapport de performance	66

3.6.4-	Rendement énergétique mensuelle	67
3.6.5-	Facteur de charge	69
3.7-	Effet des conditions météorologiques sur la performance et correction par rapport à la température	70
3.8-	Conclusion	75
Chapitre 4 : Evaluation de la dégradation des performances sous les conditions climatiques désertique maritime		
4.1-	Introduction	77
4.2-	Modes de dégradation des modules PV	77
4.2.1-	Décoloration	79
4.2.2-	Délamination ou décollement.....	80
4.2.3-	La corrosion.....	80
4.2.4-	Fissure ou Craquement "Cracking" en anglais.....	81
4.3-	Etat de l'art des taux de dégradations	82
4.4-	Etudes des dégradations des performances par PVUSA et PR	85
4.5-	Analyse des dégradations des modules PV in-situ	86
4.5.1-	Inspections visuelles.....	86
4.5.2-	Mesure de Voc de quatre panneaux	87
4.5.3-	Thermographie infrarouge.....	88
4.5.4-	Autres observations sur les modules PV	90
4.6-	Méthodologies d'analyse et de sélection des données.....	91
4.6.1-	Méthode de la régression linéaire multiple	91
4.6.2-	Analyse statistique des erreurs	92
4.6.3-	Méthodologie de sélection des données pour leur analyse.....	94
4.6.4-	Première et deuxième régressions multiples	96
4.6.5-	Evaluation statistique du modèle de puissance PVUSA	96
4.6.6-	Nombre de valeurs et coefficient de variation	98
4.7-	Analyse de l'évolution des performances au cours du temps.....	99
4.7.1-	Performance ratio et rendement	99
4.7.2-	Modèle PVUSA avec les conditions PTC.....	101
4.7.3-	Modèle PVUSA avec les conditions DTC	102
4.8-	Evaluation du taux de dégradation	104
4.8.1-	Analyse statistique.....	104
4.8.2-	Calcul du taux de dégradation	105

4.8.3-	Taux de dégradations par variations des conditions tests	105
4.8.4-	Détermination des taux de dégradations	107
4.9-	Influence de la vitesse du vent sur le modèle PVUSA	108
4.9.1-	Analyse de la vitesse du vent sur le site	108
4.9.2-	Puissance calculé avec et sans vitesse de vent	109
4.10-	Correction par rapport à l'empoussièrement.....	111
4.10.1-	Puissance corrigée et non corrigé	111
4.10.2-	Estimation du taux de dégradation	113
4.11-	Conclusion	114
Chapitre 5 : Modélisation numérique et développement d'un outil de prédiction des centrales solaires en milieu rigoureux		
117		
5.1-	Introduction	117
5.2-	Etat de l'art sur le modèle I-V	118
5.3-	Différents outils de modélisation numérique des systèmes PV.....	119
5.3.1-	PVFORM	120
5.3.2-	PVSIM.....	121
5.3.3-	Le modèle de performance "SANDIA PV ARRAY PERFORMANCE MODEL".....	121
5.3.4-	SOLAR ADVISOR MODEL (SAM)	122
5.3.5-	PVWatts	122
5.3.6-	PVSYST	123
5.3.7-	Modèle de performance PV à 5 paramètres	123
5.4-	Modélisation électriques I-V des rangées photovoltaïques	124
5.4.1-	Paramètres de références	125
5.4.2-	Analyse des paramètres sous les conditions d'exploitation	127
5.5-	Modélisation du système PV sous TRNSYS.....	129
5.6-	Validation du modèle.....	130
5.7-	Développement d'un modèle empirique de températures de modules.....	133
5.7.1-	Validation des modèles de températures des modules	135
5.8-	Construction d'un modèle de simulation pour l'empoussièrement	137
5.8.1-	Définition de la problématique.....	137
5.8.2-	Conception du modèle.....	138
5.8.3-	Simulation du modèle.....	141
5.8.4-	Modèle prédictif	142

5.8.5-	Performances prédites	143
5.9-	Etude de l'impact de la poussière et du nettoyage sur les performances prédites ...	144
5.9.1-	Analyse paramétrique.....	144
5.9.2-	Analyse des performances prédites	145
5.9.3-	Analyse des pertes dues à l'empoussièrement et à la dégradation.....	146
5.9.4-	Influence de la pluie	147
5.9.5-	Influence de la fréquence de nettoyage	149
5.9.6-	Influence du taux de nettoyage.....	151
5.9.7-	Influence de l'empoussièrement.....	152
5.9.8-	Discussions.....	153
5.10-	Conclusion	155
Chapitre 6 : Conclusion générale et perspectives.....		157
6.1-	Conclusion générale	157
6.2-	Perspectives	160
Annexe		163
A.1	Spécification technique de l'onduleur.....	163
A.2	Schéma électrique de la centrale solaire photovoltaïque.....	164
A.3	Tableau de répartition des tâches	165
A.4	Plan de l'entretien annuel (exemple : Février, Mars 2012).....	166
A.5	Fiche du contrôle courant.....	167
A.6	Fiche du contrôle périodique.....	168
A.7	Fiche d'anomalie et de réparation.....	169
A.8	Manuel pour la résolution des problèmes	170
A.9	Fiche de nettoyage.....	171
A.10	Fiche de commande	172
A.11	Spécifications technique NRG system symphonie plus	173
A.12	Spécifications du multiplexeur 34901A	174
A.13	Paramètres du type 194D.....	175
A.14	Différentes configurations de nettoyages et d'empoussièrement	176
Communications et publications		180
Références bibliographiques		181

Liste des figures

Figure 1.1 - Part estimative d'énergie renouvelable de la consommation finale mondiale d'énergie, 2015 [2].....	1
Figure 1.2 - Évolution de la capacité des installations PV (GW) [3].....	2
Figure 1.3 - Part des installations connectées au réseau et hors réseau 2000-2015 [3].....	3
Figure 1.4 - Evolution des prix des modules PV dans 3 pays indicatifs en USD/kWh [3].....	3
Figure 1.5 - LCOE de l'électricité PV en fonction du rendement de référence [3].....	4
Figure 1.6 – Fonctionnement d'une cellule PV.....	5
Figure 1.7 - Evolution des rendements des cellules de différentes technologies de 1975 à 2017	5
Figure 1.8 - Plan d'approvisionnement en électricité (Source EdD).....	7
Figure 1.9 – Carte de Djibouti.....	7
Figure 2.1 - Panneaux solaires photovoltaïques de la centrale	12
Figure 2.2 - Boîte de jonction.....	13
Figure 2.3 - Salle de contrôle	14
Figure 2.4 - Aperçu des armoires des onduleurs	16
Figure 2.5 - Armoire de commutation des charges	16
Figure 2.6 - Panneau d'affichage	17
Figure 2.7 - Dispositif des mesures environnementales (pyranomètre, thermomètre)	17
Figure 2.8 - Eclairage LED et clôture	18
Figure 2.9 - Panneau de contrôle.....	19
Figure 2.10 - Ordinateur d'acquisition avec tableau de bord.....	20
Figure 2.11 - Schéma synoptique de la centrale photovoltaïque.....	20
Figure 2.12 - Mode connexion au réseau	21
Figure 2.13 - Mode autonome "îlotage"	21
Figure 2.14 - Classification de l'entretien. Source: DIN EN 13306 [26].....	23
Figure 2.15 - Image illustrant les serpillères à utiliser pour le nettoyage	28
Figure 2.16 - Nombres de valeurs par paramètres	29
Figure 2.17 - Observation de la puissance et de l'irradiation pour plusieurs jours.....	31
Figure 2.18 - Zoom sur la période de délestage 03/11/2017	32
Figure 2.19 - Vac (en haut) et Vdc (en bas) avec rectangle en pointillé rouge correspondant au zoom sur le délestage	33
Figure 2.20 - Procédure de prétraitement des données	35
Figure 2.21 - 1-min données 2014 (fig. haut) 2015 (fig. bas)	36
Figure 2.22- Nombre de minute identifiée par les filtres par jour pour 2014 (gauche), 2015 (droite).....	36
Figure 2.23- Pourcentage mensuelles des valeurs aberrantes pour les années 2014-2015	37
Figure 2.24 - Nombre de point restant après filtrage des valeurs aberrantes 2014 (gauche), 2015 (droite).....	38
Figure 2.25 - Nombre de minute de délestage du réseau par mois	39
Figure 2.26 - Température ambiante et irradiation mensuelle enregistrée sur le site de la centrale solaire.....	40

Figure 2.27 - Anémomètre et girouette	41
Figure 2.28 - Thermocouple sur la face arrière (gauche) et sur la face avant (droite) des modules PV	41
Figure 2.29 - Montage des thermocouples	43
Figure 2.30 - Systèmes d'acquisitions de vitesse et direction du vent et températures des modules	43
Figure 2.31 - Mesure des températures des modules des 6 thermocouples	44
Figure 2.32 - Courbe de distribution Weibull	45
Figure 2.33 - Direction de la vitesse du vent.....	45
Figure 2.34 - Vitesse du vent moyenne mensuelle.....	46
Figure 2.35 - Séquence de mesure de la température ambiante, la température des modules et de la vitesse de vent.....	47
Figure 3.1 - Facteur influençant le dépôt de poussière.....	53
Figure 3.2 - Perte par d'empoussièrément [50].....	55
Figure 3.3 - Chaîne de conversion de l'énergie.....	55
Figure 3.4 - Méthode PVUSA appliquée à une séquence de 6 jours consécutifs	60
Figure 3.5 - Puissance DC horaire avant et après filtrage	61
Figure 3.6 - Production énergétique journalière avant (bleu) et après (vert) filtrage.....	62
Figure 3.7 - Rendement final en fonction du rendement de référence horaire (fig. gauche) et journalier (fig. droite).....	63
Figure 3.8 - Rendement final avant et après filtrage	63
Figure 3.9 - Rapport de performance avant et après filtrage.....	64
Figure 3.10 - Energie mensuelle générée et énergie cumulée.....	65
Figure 3.11 - Rendement final (Y_f), perte du système (L_s) et diverses pertes (L_C)	66
Figure 3.12 - Rapport de performance DC et AC	67
Figure 3.13 - Rendement mensuel du champ PV	68
Figure 3.14 - Facteur de charge (2012 à 2015)	70
Figure 3.15 - Production énergétique horaire en fonction de l'irradiation.....	71
Figure 3.16 - Rapport de performance journalière en fonction de la température ambiante ...	71
Figure 3.17 - (a) PR mesuré (noir), PR corrigé pour la température ambiante (rouge), PR corrigé pour la température des modules (vert) (b) perte par salissure (violet) et pluviométrie journalière.....	74
Figure 4.1 - Types de dégradations en fonction de l'âge des modules PV	78
Figure 4.2 - Module présentant une décoloration [72].....	79
Figure 4.3 - Module PV avec délamination [82].....	80
Figure 4.4 - Module PV affecté par la corrosion sur le bord (a) et à la boîte de jonction (b) [82]	81
Figure 4.5 - Module PV avec verre fissuré [82].....	82
Figure 4.6 - Répartition des taux de dégradations [89]	83
Figure 4.7 - Histogramme des taux de dégradations par méthodologies [90].....	84
Figure 4.8 - Taux d'échec en %/an (axe gauche) et échec dans le temps (axe droit) des modules et systèmes photovoltaïques au cours des 35 dernières années couleur codée par climat et symbole codé par configuration de montage [91]	84
Figure 4.9 - Photographies des panneaux PV sélectionnés	87

Figure 4.10 - Mesure de Voc pour P1, P2, P3 et P4.....	87
Figure 4.11 - Thermographie infrarouge des panneaux P1, P2, P3 et P4	89
Figure 4.12 - Thermographie infrarouge présence de hotspot autre que le lieu des chocs	90
Figure 4.13 - Autres constatations sur les panneaux PV du site	91
Figure 4.14 – Diagramme de sélection de données.....	95
Figure 4.15 - Puissance simulée en fonction de la puissance mesurée avant et après filtrage des écarts supérieurs à 50 kW	96
Figure 4.16 - Nombre de points et coefficients de variation à la régression.....	98
Figure 4.17 - Evolution du rapport de performance, DC et AC pour $IRR > 500 \text{ W/m}^2$ et $IRR > 800 \text{ W/m}^2$	100
Figure 4.18 - Evolution du rendement, DC et AC pour $IRR > 500 \text{ W/m}^2$ et $IRR > 800 \text{ W/m}^2$	100
Figure 4.19 - Moyenne mensuelle des puissances dans les conditions PTC.....	101
Figure 4.20 - Modèle PVUSA étudié pour différents couple de conditions tests	103
Figure 4.21 - Moyenne mensuelle des puissances dans les conditions DTC.....	104
Figure 4.22 - Taux des dégradations, incertitudes et écart-type en fonction de la quantité d'irradiation et de la température	106
Figure 4.23 – Profils des vitesses du vent horaires mensuelles.....	109
Figure 4.24 - Puissances PVUSA dans les conditions PTC et DTC avec et sans vitesse du vent	109
Figure 4.25 - Puissances PVUSA dans les conditions PTC sans correction (courbe en bleu) et avec correction (courbe en noir).....	112
Figure 4.26 - Puissances PVUSA dans les conditions DTC sans correction (courbe en bleu) et avec correction (courbe en noir).....	112
Figure 5.1 - Composantes principales d'un système PV connecté au réseau.....	120
Figure 5.2 - Circuit équivalent d'un module PV	124
Figure 5.3 - Structure du code source du type 194b.....	130
Figure 5.4 - Schéma de liaison des composants TRNSYS	131
Figure 5.5 - Puissance prédite, puissance mesurée et écart en fonction du temps	131
Figure 5.6 - Observation de la séquence choisie	132
Figure 5.7 - Puissance prédite en fonction de la puissance mesurée.....	133
Figure 5.8 – Illustrations des différents modèles de températures de modules PV	135
Figure 5.9 - Ecart des températures des modules (prédites et mesurées) et des températures ambiantes mesurées.....	136
Figure 5.10 - Comparaison des températures des modules mesurées et prédites utilisant les équations (19), (20) et (21).....	137
Figure 5.11 - Block poussière	139
Figure 5.12 - Modèle phénoménologique de simulation de poussière.....	141
Figure 5.13 - Simulation poussière	142
Figure 5.14 - Schéma du modèle prédictif	143
Figure 5.15 - M7 et M8 en fonctions des nombres de configurations	146
Figure 5.16 - Pertes performances M9 et M10 en fonctions des nombres de configurations	147
Figure 5.17 - Performance prédite M7 pour $R=1\%$ et $R=5\%$	148
Figure 5.18 - M7 pour F1, F2, F3 et F4	150
Figure 5.19 - PR prédite et empoussièremement pour F1, F2, F3 et F4	150

Figure 5.20 - Performance prédite M7 pour N=1, N=3, N=6 et N=9	152
Figure 5.21 - Performance prédite M7 pour K=0,4%, K=0,6%, K=0,8%	153

Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Spécifications des modules PV	12
Tableau 2.2 : Paramètres électriques et environnementaux	29
Tableau 2.3 : Délestage moyen en nombre d'heure et de jours par an :	39
Tableau 3.1 : Évaluation des performances des systèmes PV par zone climatique	52
Tableau 3.2 : Conditions Test PVUSA (PTC)	60
Tableau 3.3 : Coefficients de régression	72
Tableau 3.4 : Différences absolues moyennes et écart-type	73
Tableau 4.1 : Evaluation de la méthode PVUSA	97
Tableau 4. 2 : Couples de conditions test.....	102
Tableau 4. 3 : Taux de dégradation annuelle.....	108
Tableau 4. 4 : Mesure des taux de dégradation avant et après correction par rapport à la poussière.....	114
Tableau 5. 1 : Les options dans SAM en termes de modèles : d'irradiation solaire, de performance de rangées PV et d'onduleur	122

Nomenclatures

Lettres latines

a	paramètre de facteur d'idéalité
A_a	PV module area (m^2)
AM	masse d'air
CLO	Courte Longueur d'Onde
DTC	Djibouti Test Conditions
E_{AC}	énergie AC (kWh)
E_{DC}	énergie DC (kWh)
E_g	écart de bande d'énergie (eV)
e_p	erreur type des estimateurs
FC	Facteur de charge (%)
G_0	irradiation aux conditions de références ($1000 W/m^2$)
G_b	composante directe de l'irradiation totale sur la surface horizontale (W/m^2)
G_d	composante diffuse de l'irradiation totale sur la surface horizontale (W/m^2)
I	courant (A)
I_L	photo-courant (A)
I_o	courant de saturation inverse (A)
I_{POA}	irradiation sur le plan incline (W/m^2)
I_{SC}	courant de court-circuit (A)
k	constante de Boltzmann ($1.381 \cdot 10^{-23} J/K$)
$K_{\tau\alpha}$	modificateur d'angle incident (IAM)
$K_{\tau\alpha,d}$	modificateur d'angle incident pour le rayonnement diffus

$K_{\tau\alpha,g}$	modificateur d'angle incident pour le rayonnement réfléchi du sol
LCOE	"Levelized Cost Of Electricity" Coût d'électricité nivelé
L_C	pertes diverses (h/j)
L_S	pertes du système par conversion (h/j)
MAM	modificateur de masse d'air
NOCT	température nominale de fonctionnement de la cellule (K)
n_I	facteur d'idéalité
NRMSE	coefficient de variation (%)
N_s	nombre de cellules en séries
P_p	puissance prédite (W)
P	puissance (kW)
P_0	puissance nominale (kWc)
P_{mp}	puissance maximale (W)
PR	performance ratio ou rapport de performance (%)
$PR_{T_{amb}}$	performance ratio corrigé pour la température ambiante (%)
$PR_{T_{mod}}$	performance ratio corrigé pour la température de module (%)
PTC	PVUSA Test Conditions
PV	photovoltaïque
PVUSA	Photovoltaic for Utility Scale Applications
PUSA	puissance PVUSA
q	charge d'électron ($1.60218 \cdot 10^{-19}$ Coulomb)
R_b	rapport du rayonnement direct sur la surface inclinée à celui sur une surface horizontale

R_D	taux de dégradation (%/an)
RMSE	écart-type des estimateurs
R_s	résistance série (Ω)
R_{sh}	résistance shunt (Ω)
S	irradiation totale absorbée (W/m^2)
STC	standard test conditions
T_{amb}	température ambiante ($^{\circ}C$)
T_c	température de module du type 194b (K)
T_{mod}	température de module mesurée ($^{\circ}C$)
V	tension (V)
V_{mp}	tension au point de puissance maximale (V)
V_{OC}	tension à circuit ouvert (V)
Y_a	rendement du champ PV (h/d)
Y_f	rendement final (h/j)
Y_r	rendement de référence (h/j)
W_s	vitesse du vent (m/s)

Lettres grecques

Δ	écart
β	inclinaison des rangées de modules PV ($^{\circ}$)
η_{PV}	rendement des modules PV (%)
η_{SYS}	rendement du système PV (%)
η_{inv}	rendement de l'onduleur (%)
μ_{Isc}	coefficient de température du courant de court-circuit (A/K)

μ_{Voc}	coefficient de température de tension ouverte (V/K)
θ	angle d'incidence, angle entre le rayonnement direct et la surface normale à la surface du panneau (°)
ρ	réflectance du sol
$\tau(\theta)$	transmittance du vitrage à l'angle θ

Indices et exposants

AC	courant alternatif
b	direct
c	crête
d	diffus
DC	courant continu
ref	référence

Sigles

CERD	Centre d'Etudes et de Recherche de Djibouti
EdD	Electricité de Djibouti
JICA	Japan International Cooperation Agency
NREL	National Renewable Energy Laboratory
SNL	Sandia National Laboratories

Chapitre 1 : Introduction générale

1.1- Contexte générale

La demande mondiale d'énergie primaire a augmenté d'une moyenne annuelle d'environ 1,8% depuis 2011, bien que le rythme de croissance ait ralenti au cours des dernières années, avec de grandes variations par pays [1]. La croissance de la demande d'énergie primaire s'est accrue en grande partie dans les pays en développement, alors que dans les pays développés, elle a stagné ou même diminué.

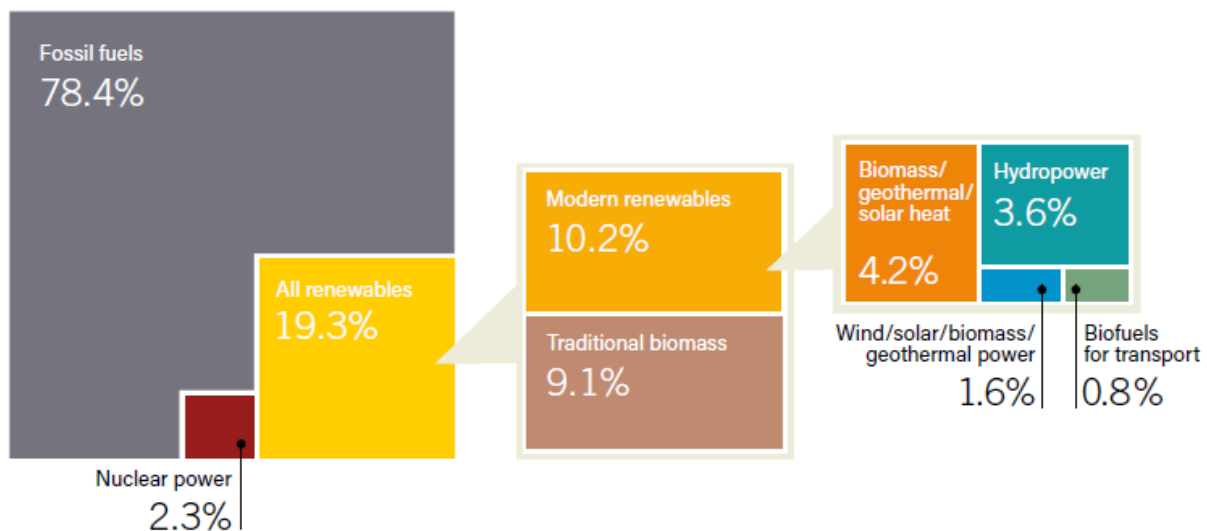


Figure 1.1 - Part estimative d'énergie renouvelable de la consommation finale mondiale d'énergie, 2015 [2]

À partir de 2015, les énergies renouvelables fournissaient environ 19,3% de la consommation finale mondiale d'énergie. De cette part totale, la biomasse traditionnelle, utilisée principalement pour la cuisine et le chauffage dans les régions rurales et éloignées des pays en développement, représentait environ 9,1% et les énergies renouvelables modernes (biomasse traditionnelle non compris) ont augmenté leur part par rapport à 2014 à environ 10,2%. En 2015, l'énergie hydroélectrique représentait environ 3,6% de la consommation totale d'énergie finale, d'autres sources d'énergie renouvelables (dont le solaire) représentaient 1,6%, l'énergie renouvelable basé sur la production de chaleur thermique représentait environ 4,2% et les biocarburants pour le transport représentaient environ 0,8% [2]. Nous observons que la part des énergies conventionnelles basée sur l'énergie fossile est plus de 78%.

Par conséquent, dans un contexte énergétique mondial en pleine évolution marqué par une diminution des énergies fossiles conventionnelles et des émissions des gaz à effet de serre en constante croissance, le développement des énergies renouvelables reste le rempart le plus efficace.

De tous les énergies renouvelables, le solaire photovoltaïque (PV) présente un intérêt particulier pour l'Afrique, puisqu'elle dispose d'un gisement solaire propice au développement de cette forme d'énergie. A la fin de l'année 2015, la capacité mondiale cumulée installée de solaire PV est estimée à 228 GW (figure 1.2) plus que le double de la capacité de 2012 selon l'Agence International de l'Energie [3]. Cette capacité a augmenté de 75 GW, ce qui fait une capacité de 303 GW installée à la fin de 2016. En outre, la part mondiale d'électricité produite par le solaire PV était estimée à 1,5% à la fin 2016 [2].

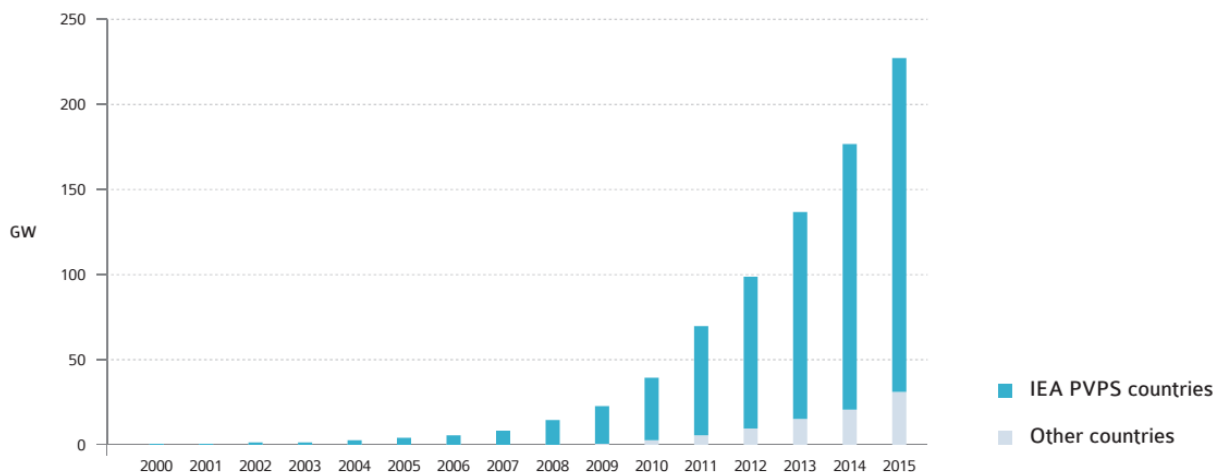


Figure 1. 2 - Évolution de la capacité des installations PV (GW) [3]

Dans le cadre du développement de la production d'électricité photovoltaïque à grande échelle les centrales solaires PV sont pertinentes. Elles se développent un peu partout dans le monde. On distingue deux grandes classes d'installations photovoltaïques :

- les installations dites autonomes "off-grid", où l'énergie produite au fil du soleil doit en général être stockée dans des batteries si l'utilisation n'est pas immédiate ;
- les installations raccordées au réseau, capables de débiter l'énergie produite et qui se compose en système centralisé (injection directe au réseau électrique) et décentralisé (injection au réseau du surplus d'énergie de l'utilisateur).

Les systèmes centralisés connectés au réseau, majoritairement composés de centrales solaires PV au sol occupent plus de 60% de la part des installations PV à la fin de 2015. Alors que les systèmes décentralisés reculent au fur et à mesure des années devant les systèmes centralisés et sont de l'ordre de 30% en 2015. Les systèmes autonomes occupent la plus faible part (figure 1.3).

Dans un contexte de développement des installations connectées au réseau, des expérimentations sur des solutions hybrides sont réalisées et combinent connexion au réseau et grande capacités de stockage afin d'une part d'optimiser la vente et l'achat en fonction de l'évolution dynamique des prix du kilowatt-heure et d'autre part de contribuer au maintien de la fréquence du réseau (à 50Hz).

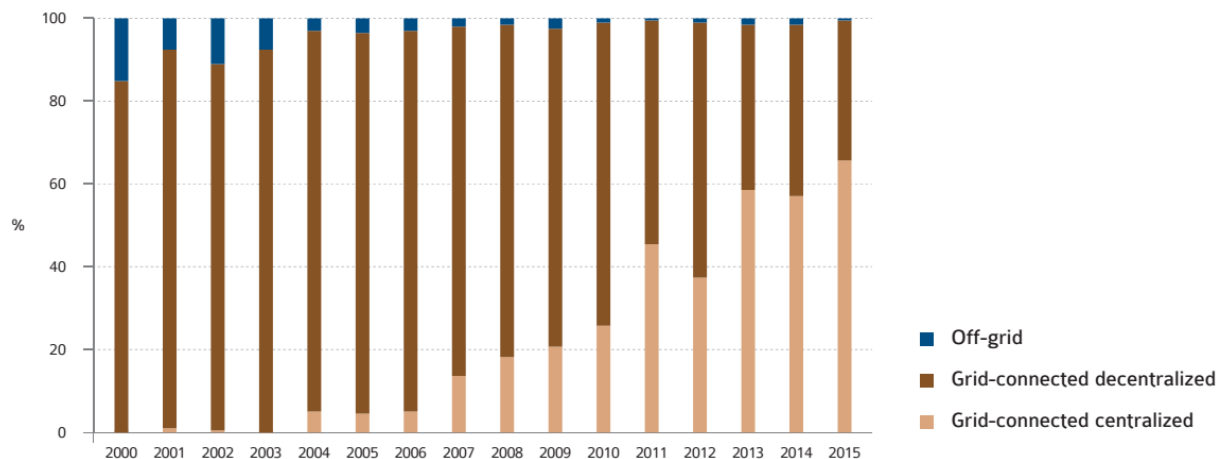


Figure 1.3 - Part des installations connectées au réseau et hors réseau 2000-2015 [3]

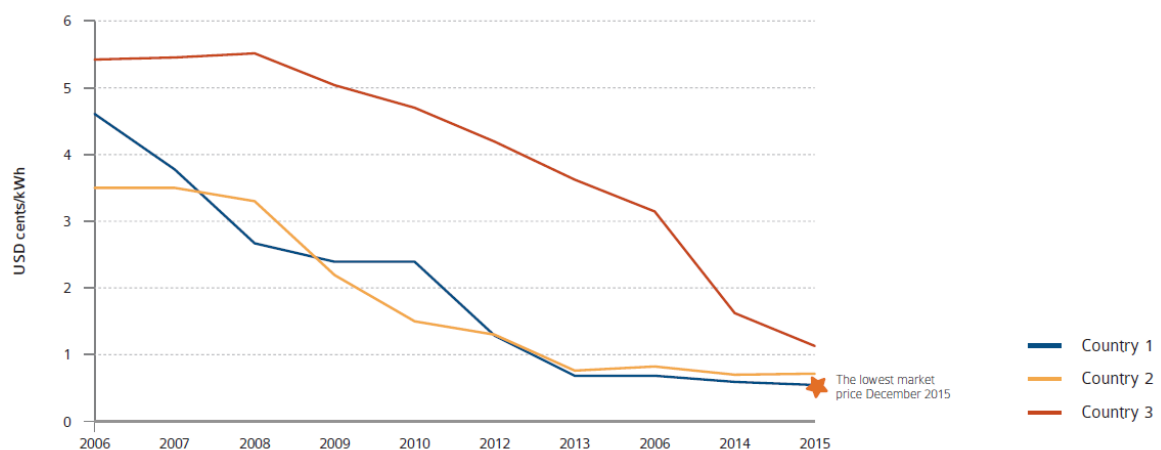


Figure 1.4 - Evolution des prix des modules PV dans 3 pays indicatifs en USD/kWh [3]

En termes de prix (figure 1.4), le plus bas est enregistré en Chine avec 0,6 USD/Wc. Cependant, les prix des modules pour les centrales solaire PV à grande échelle ont été reportés en dessous de ces valeurs moyennes, jusqu'à 0,45 USD/Wc à la fin de 2015. En 2006 le prix des modules était entre 3,5 USD/Wc et 5,5 USD/Wc (figure 1.4).

La compétitivité du PV est définie par le fait qu'il peut produire de l'électricité à coût plus faible que d'autres sources d'électricité à un instant donné. Elle est déterminée par le LCOE "Levelized Cost of Electricity" (coût d'électricité nivelé). Par conséquent, la compétitivité d'un système photovoltaïque est liée à son emplacement, à la technologie mise en œuvre et au coût du système photovoltaïque lui-même qui dépend fortement de la nature de l'installation et de sa taille. Cependant, cela dépendra également des conditions climatiques dans lequel le système fonctionnera (figure 1.5). En raison de ces conditions climatiques proches de celui de Dubaï, Djibouti peut être sur le LCOE 2.

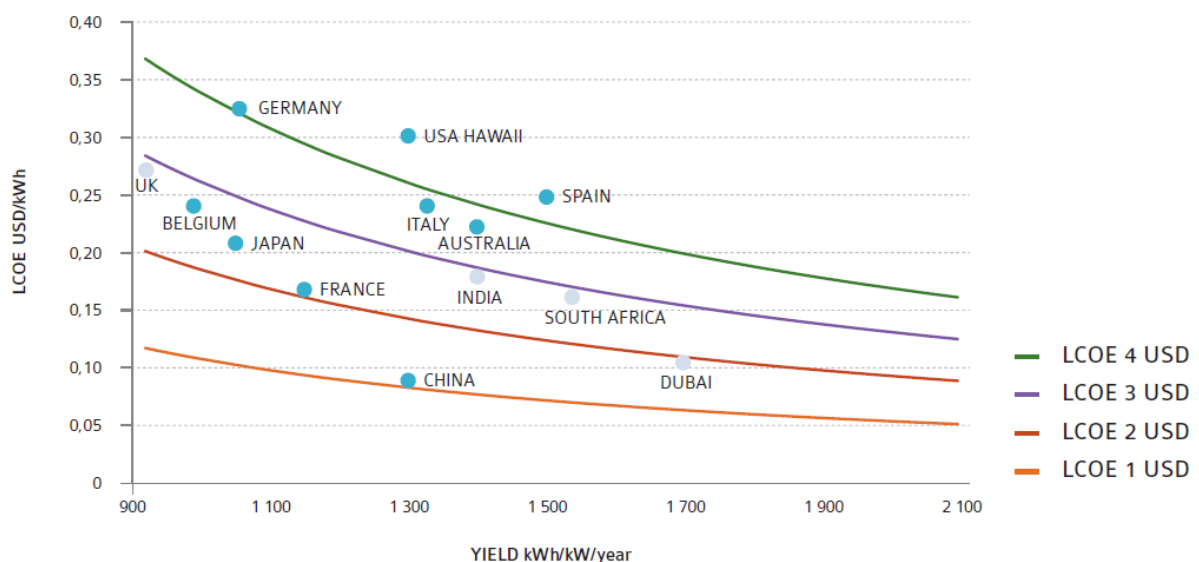


Figure 1.5 - LCOE de l'électricité PV en fonction du rendement de référence [3]

Les cellules PV sont basées sur l'effet photoélectrique qui permet la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Lorsque qu'un rayonnement lumineux (photon) atteint la surface d'une cellule solaire, la cellule crée des porteurs de charges comme des électrons et des trous. Les paires électron-trou qui sont créées dans la zone de charge d'espace de la jonction p-n sont immédiatement séparées par le champ électrique qui règne dans cette région et entraînées dans les zones neutres de chaque côté de la jonction. Si le dispositif est isolé, il apparaît une différence de potentiel aux bornes de la jonction et s'il est connecté à une charge électrique

extérieure, les électrons libres doivent traverser la charge pour se recombinaison avec des trous positifs; le courant peut ainsi être produit à partir des cellules sous éclairage.

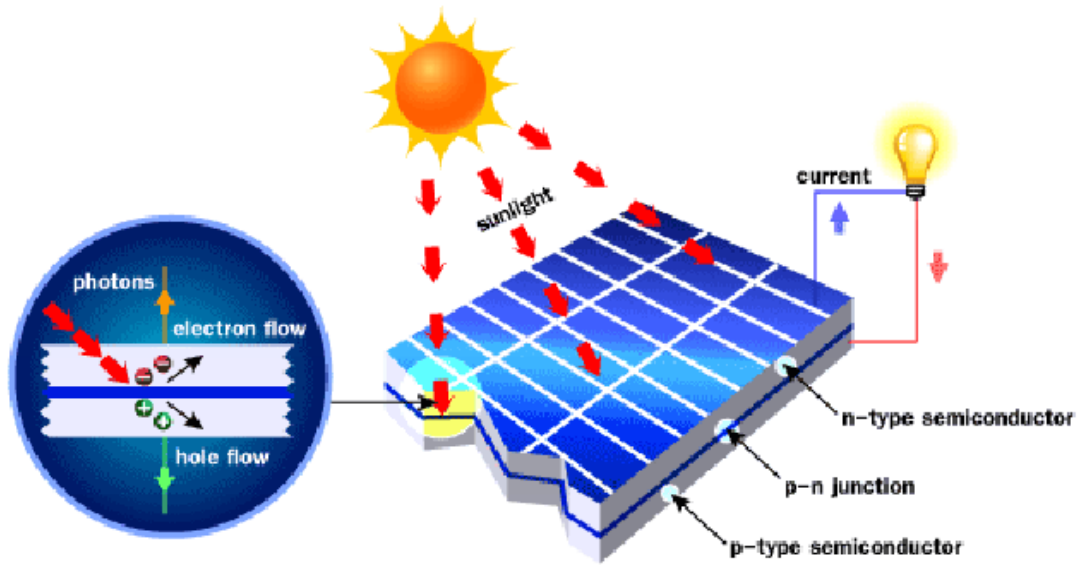


Figure 1.6 – Fonctionnement d’une cellule PV

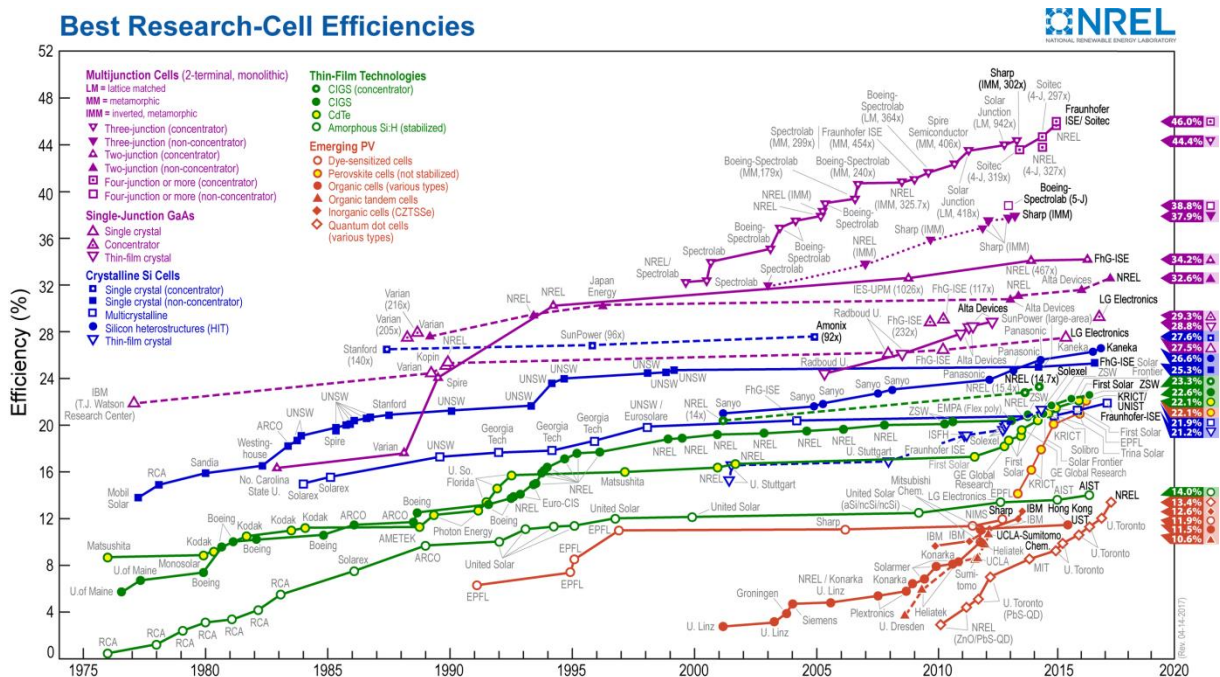


Figure 1.7 - Evolution des rendements des cellules de différentes technologies de 1975 à 2017

En parallèle à l’augmentation des capacités installées et de la diminution du coût, la recherche sur des cellules PV plus performantes avec des rendements de plus en plus élevés se développe [4]. Les graphiques de la figure 1.7 représentent l’évolution au cours du temps des rendements des cellules de différentes technologies. Le classement des rendements montre

que les cellules multi-jonctions et simple-jonction (en violet) ont les rendements les plus élevés suivi des cellules à base de silicium cristallin (en bleu), des cellules en couches minces (en vert) et des cellules émergentes (en rouge). Parmi les technologies les plus présentes dans le marché économique, le multi-cristallin a atteint la barre de 21,9% et le monocristallin a atteint 25,3%.

1.2- Motivations

En 2014, le taux d'électrification de Djibouti était d'environ 55%. La capacité de production d'électricité actuellement installée est de 126 MW avec une capacité effective limitée à 57 MW, en raison du manque de fiabilité des anciennes centrales thermiques. La capacité installée est vouée à doubler en 2020 et à tripler en 2032 avec une capacité prévisionnelle de 355 MW principalement produite par les énergies renouvelables [5]. Le pays ne possède pas de ressources fossiles locales et dépend essentiellement des importations de combustibles fossiles et son économie dépend du secteur tertiaire dont les ressources proviennent principalement des activités commerciales et portuaires dans le pays. La consommation d'électricité a augmenté de 75% au cours de la dernière décennie, tandis que la production d'électricité a augmenté de 57% sur la même période [6-7]. Cela a entraîné des délestages du réseau électrique pendant les périodes des pics de la demande spécialement durant les mois d'été en raison de l'augmentation de la climatisation. Depuis 2011, le réseau djiboutien est interconnecté au réseau électrique éthiopien qui possède une importante capacité hydroélectrique. Cela a permis de réduire les délestages du réseau, mais ceux-ci se produisent lorsque l'interconnexion est confrontée à des problèmes techniques et ne permet pas de résoudre la dépendance énergétique du pays. Face à ces enjeux et à l'énorme potentiel des ressources renouvelables (géothermie, éolien, solaire), Djibouti s'intéresse à la diversification de son mix énergétique et à la définition d'une feuille de route énergétique pour atteindre l'autonomie énergétique et une production d'énergie à 100% renouvelable d'ici à 2020 [8]. De plus, le pays s'est engagé à réduire de 40% ses émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 lors de la Conférence des Nations Unies sur le changement climatique tenue à Paris en 2015 [9]. En raison de l'énorme potentiel solaire de Djibouti d'environ 2200 kWh/m² par an [10], les systèmes photovoltaïques suscitent un grand intérêt, principalement pour la production d'électricité à grande échelle. La capacité PV installée dans le pays était d'environ 12 kWc au début de l'année 1987 [10] et est estimée à environ 800 kWc répartis sur tout le territoire. Cette capacité est principalement composée de la centrale de 302,4 kWc raccordée au réseau et de deux autres centrales photovoltaïques en zone rurale, une de 100 kWc et une autre de

60 kWc. Cependant, le déploiement massif de cette technologie fait actuellement face à des défis économiques, technologiques et scientifiques liés en particulier aux conditions environnementales peu connues et contraignantes.

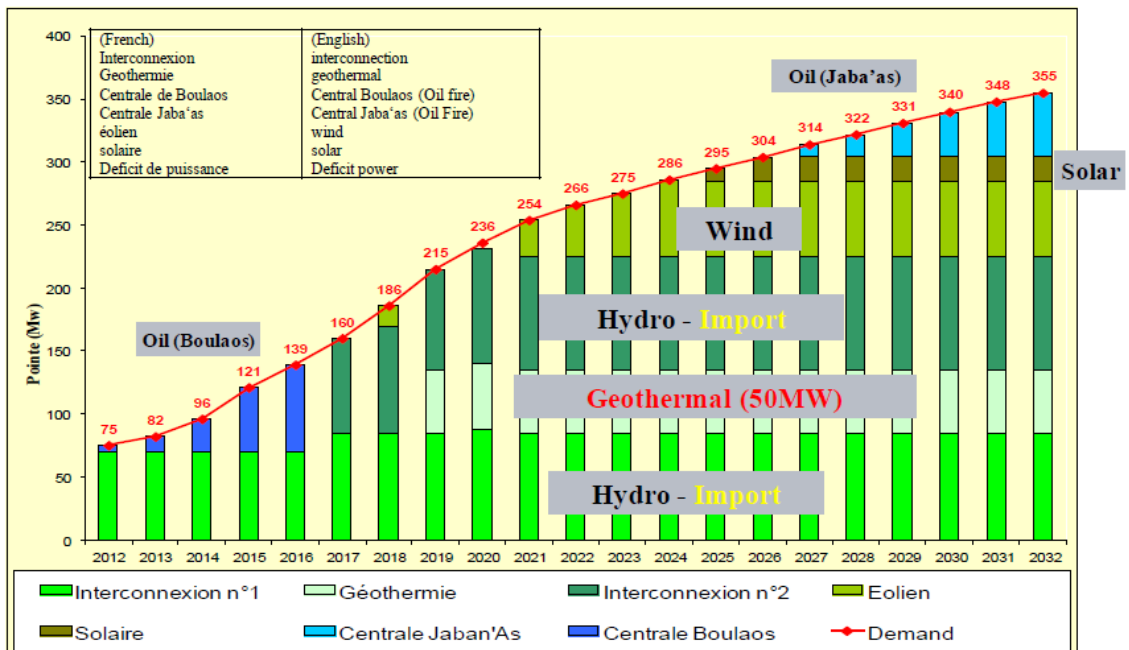


Figure 1.8 - Plan d'approvisionnement en électricité (Source EdD)

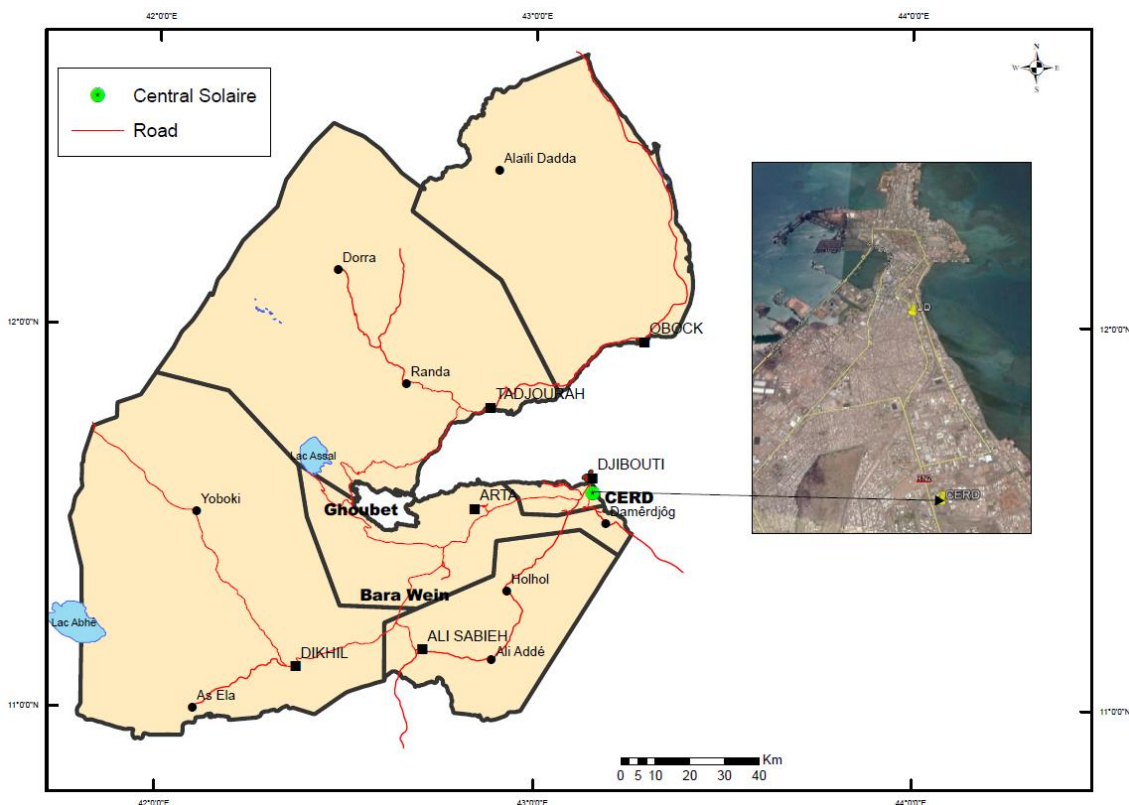


Figure 1.9 – Carte de Djibouti

Djibouti est situé sur la Corne de l'Afrique à 11°30' de latitude nord et 43°00' de longitude est (figure 1.9). Il se caractérise par un climat maritime désertique [11], avec des températures élevées tout au long de l'année. Toutefois, il y a deux saisons : une saison «fraîche» d'octobre à avril, avec de petites pluies et des températures variant de 21°C à 33°C et une saison chaude de mai à septembre avec des températures variant de 35°C à 45°C et un vent sec chargé de poussière (Khamsin). Les mois de mai et septembre sont des périodes de transition pendant lesquelles opèrent des inversions de vents, ce qui provoque une augmentation de l'humidité. Les précipitations sont basses et irrégulières. Il tombe principalement dans les premières saisons froides et chaudes.

1.3- Objectives de la thèse

L'objectif principal de ce travail de thèse consiste à développer un modèle pour prédire le comportement d'une centrale photovoltaïque dans une zone aride pour l'optimisation de la production instantanée et la préservation des performances dans le temps. Cet objectif peut être atteint par une évaluation précise de la performance du système photovoltaïque sans sous-estimer l'impact des facteurs climatiques et environnementaux (température, irradiation solaire, empoussièrement). Il s'en suit une analyse des taux de dégradations des performances au cours du temps et l'élaboration d'un modèle de centrale solaire.

En conséquence, les principaux objectifs au cours des différentes étapes de ce travail de thèse sont résumés comme suit :

- 1) Analyser les performances de la centrale solaire
 - A partir des données issues du monitoring le travail consiste tout d'abord à les analyser et détecter les valeurs aberrantes telles que le délestage du réseau électrique, les défauts de fonctionnement des onduleurs, etc
 - Présenter les conditions environnementales du site telles que la température ambiante, la quantité d'irradiation reçue, la vitesse et la direction du vent. Cela va nous permettre de mieux interpréter les performances de la centrale solaire.
 - Analyser les performances sur une longue durée
 - Evaluer l'impact des facteurs climatiques sur les performances pour en extraire les pertes dues à l'empoussièrement

A partir des données issues du monitoring, le travail consiste tout d'abord à analyser l'impact des facteurs environnementaux sur les performances de la centrale : climatiques (température, humidité) et dépôts de poussières. Cette étape doit aboutir à la réalisation d'une instrumentation adaptée permettant de renseigner notamment : la qualité du rayonnement, l'influence du vent et l'influence du niveau d'empoussièrement.

- 2) Estimer le taux de dégradation du système PV

Un deuxième aspect de ce travail de thèse porte sur la dégradation des performances du système PV. Par conséquent, l'évaluation expérimentale des taux de dégradation des performances dans le temps va impliquer des méthodes de type "transposition aux conditions de référence" (ex. PVUSA) ainsi que l'estimation d'indices de performances normalisés (ex. performance ratio). Ceci permettra de déterminer une première estimation du taux de dégradation des performances dans le contexte climatique Djiboutien. Cependant ces méthodes ne sont pas pleinement adaptées à ce type de climat très mal connu qualitativement et pour lequel, il n'existe pas à notre connaissance d'étude. Au-delà de ces estimations de dégradation de performances, la durée de vie même de ces installations est aujourd'hui inconnue sous nos climats. Il s'avère alors nécessaire de vérifier, à partir des données issues du monitoring qui a débuté en janvier 2012, la validité de ces méthodes et le cas échéant de les modifier pour les adapter à la condition climatique du site. La mise au point de ces méthodes permettra de prévoir l'évolution de la production de la centrale sur le long terme. De plus, ce travail portera sur les modes de défaillances rencontrées, l'étude des défauts et leur fréquence qui sont autant de points mal connus.

3) Développer un modèle prédictif

En outre, il est nécessaire de pouvoir atteindre une modélisation du champ PV incluant les modules mais aussi l'ensemble du système PV (onduleurs, rangées PV,...etc). Cette modélisation sous l'environnement TRNSYS doit permettre de retranscrire le comportement du système PV dans son ensemble mais également les conditions environnementales dans lesquelles il évolue. Dans ce sens, les modèles existants seront améliorés, notamment en ce qui concerne la dépendance thermique et les corrections des effets spectraux. Un modèle prédictif combinant un modèle d'empoussièrement des panneaux, un modèle empirique des températures de modules et un modèle de dégradation sera développé. A partir de ce modèle, une étude paramétrique permettra de mettre en évidence l'influence des paramètres (empoussièrement, du taux de nettoyage, de la fréquence de nettoyage et la pluie). Cela va contribuer à l'optimisation de la production de la centrale solaire dans ce type de climat.

1.4- Plan de la thèse

Pour atteindre les objectifs susmentionnés et faciliter la présentation des résultats obtenus dans ce travail de recherche, la thèse est organisée comme suit:

- 1- Le chapitre 2 donne un aperçu général des différentes composantes (des panneaux solaires jusqu'à la connexion au réseau) du système photovoltaïque de 302,4 kWc connecté au réseau. Dans ce chapitre, on examine les données collectées à l'aide d'une fouille de données pour distinguer les données aberrantes des données utilisables. Les données environnementales du site sont également analysées en termes de quantités d'irradiations reçues, de la température ambiante, de la température des modules et de la vitesse et la direction du vent.

- 2- Le chapitre 3 permet de comprendre comment une centrale photovoltaïque raccordée au réseau fonctionne dans des conditions climatiques potentiellement difficiles (arides, poussiéreuses et très faibles précipitations) de Djibouti. Dans un premier temps, nous effectuons un état de l'art des performances des centrales solaires PV sous différentes zones climatiques et l'influence de l'empoussièrement sur les performances. Dans un second, nous présentons les méthodologies d'analyse de performance. Dans un troisième temps, nous analysons les données prétraitées issues du monitoring afin d'évaluer les tendances de performance du système solaire PV sous les conditions climatique désert maritime. Enfin, nous estimons l'impact des paramètres climatiques ainsi que les pertes dues l'empoussièrement.
- 3- Dans le chapitre 4, nous analysons les modes de dégradations observés pour le cas de la centrale solaire installé au CERD. Par ailleurs, on évalue la performance opérante du système PV par la méthode de régression multiple PVUSA et par la méthode PR. L'évolution dans le temps de ces indices de performance sera utilisée pour l'évaluation de la dégradation des performances et l'estimation des taux de dégradations durant les cinq années d'opération de la centrale solaire.
- 4- Le chapitre 5 consiste au développement d'un modèle prédictif de centrale solaire prenant en considération les conditions du site tel que l'empoussièrement, le nettoyage, et la dégradation au cours du temps. Pour cela, nous effectuons une modélisation de la centrale solaire sous l'environnement TRNSYS. De plus, nous allons développer un modèle de température de module basé sur les mesures in-situ et un modèle phénoménologique d'empoussièrement. Finalement, nous allons utiliser le modèle prédictif développé à travers des études paramétriques pour mettre en évidence l'influence des paramètres (empoussièrement, du taux de nettoyage par technicien, de la fréquence de nettoyage et la pluie) sur les quantités d'énergies prédites par le système solaire PV.
- 5- Dans le dernier chapitre (chapitre 6), la conclusion et les perspectives de la thèse sont présentées. En outre, ce chapitre décrit les contributions de la présente recherche.

Chapitre 2 : Présentation de la centrale solaire, acquisition et analyse des données

2.1- Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons les différents composants de la centrale solaire PV ainsi que l'instrumentation pour l'acquisition des données. Puis dans un deuxième, nous nous penchons sur les données collectées afin de pouvoir les analyser à l'aide d'une approche de type « fouille de données ». Cela permet notamment de distinguer les données aberrantes des données à garder pour la suite de notre analyse. Enfin, nous présentons les conditions environnementales dans lesquelles évolue la centrale en termes d'irradiations reçues, de températures ambiantes et températures opérantes des modules, de vitesse et la direction du vent.

2.2- Description de la centrale solaire photovoltaïque

Une centrale solaire photovoltaïque a été installée en 2012 sur le terrain du Centre d'Etudes et de Recherche de Djibouti dans le cadre d'une coopération de la République de Djibouti avec le gouvernement Japonais pour le projet de promotion de l'énergie solaire photovoltaïque. Elle a été financée par le gouvernement Japonais par le biais de l'Agence Japonaise de la Coopération Internationale (JICA). Cette centrale solaire photovoltaïque (302,4 kWc) est la première raccordée au réseau en République de Djibouti et dans la région de la corne d'Afrique.

2.2.1- Les panneaux solaires PV

Le parc solaire occupe une superficie de 2138,4 m² avec 1440 panneaux photovoltaïques (KYOCERA-silicium poly-cristallin) installés (figure 2.1). Chaque panneau est caractérisé par une puissance crête de 210 Wc. Les caractéristiques des modules PV sont résumées dans le tableau 2.1. Les panneaux sont agencés en trente rangées. L'assemblage des modules photovoltaïques est fait suivant une architecture électrique connue : assemblage en série et en parallèle. Chaque rangée est composée de quatre chaînes de douze panneaux en série. Les quatre chaînes sont connectées en parallèle pour former une rangée. Chaque rangée est constituée de quarante-huit panneaux, soit 10,08 kWc par rangée. L'ensemble des panneaux délivre une puissance totale de 302,4 kWc. Les rangées du champ PV sont dirigés vers le sud

et inclinés de 12°. Le courant ainsi produit par chaque rangée est collecté par les boîtiers de jonction.



Figure 2.1 - Panneaux solaires photovoltaïques de la centrale

Tableau 2.1 : Spécifications des modules PV

Type de module PV	KD210GH-2P
Données électriques	
Puissance maximale (P_{max})	210 W
Tension pour puissance maximale (V_{mp})	26.6 V
Courant pour puissance maximale (I_{mp})	7.90 A
Tension à l'ouverture (V_{OC})	33.2 V
Courant de court-circuit (I_{SC})	8.58 A
Coefficient de température de V_{OC}	$-1.20 \times 10^{-1} \text{ V/}^\circ\text{C}$
Coefficient de température de I_{SC}	$5.15 \times 10^{-3} \text{ A/}^\circ\text{C}$
Coefficient de température de P_{max}	$-9.67 \times 10^{-1} \text{ W/}^\circ\text{C}$
NOCT	49 °C
Réduction du rendement de 1000 W/m ² à 200 W/m ²	6 %
Dimensions	
Longueur	1.5 m
Largeur	0.99 m
Poids	18.5 kg
Cellules	
Nombre par module	54
Technologie de cellule	Poly-cristalline
Taille de cellule (carré)	(0.156*0.156) m ²
Rendement de cellule	16 %
Liaison des cellules	3 busbars

2.2.2- Boîtiers de jonctions

La centrale dispose de trente boîtiers de jonctions. Ces boîtiers sont placés à l'amont de l'onduleur photovoltaïque (section 2.2.4) et permettent la mise en parallèle des chaînes photovoltaïques. Chaque boîtier de jonction est composé de cinq disjoncteurs. Quatre disjoncteurs sont reliés aux quatre chaînes et un disjoncteur principal à la sortie. Ces disjoncteurs (inter-sectionneurs) disposent d'un pouvoir de coupure et de sectionnement. Ces boîtiers sont équipés de parafoudre permettant la protection contre les surtensions. Les bornes positives et les bornes négatives des boîtiers de jonction sont raccordées respectivement aux bornes positives et négatives des modules PV en série.



Figure 2.2 - Boîtier de jonction

Un collecteur disposé à l'intérieur de la salle de contrôle collecte le courant électrique issu des boîtiers de jonctions et les regroupe par dix rangées (100 kW) avant de transmettre l'ensemble aux trois onduleurs.

2.2.3- Salle de contrôle

Les équipements de la centrale solaire PV (hormis l'armoire de commutation des charges et les panneaux d'affichages) sont installés dans une cabine de type conteneur ou salle de contrôle. Cette cabine est isolée de la chaleur extérieure (température externe pouvant aller jusqu'à 47°C en juillet) afin d'assurer le bon fonctionnement des onduleurs photovoltaïques. Elle respecte les normes standardisées CEI 60529 [12] avec un indice de protection IP 54. Cet indice correspond à une protection contre la pénétration de corps étrangers (tel que le dépôt de poussière) et les effets nuisibles dus à la pénétration de l'eau. La salle de contrôle est équipée de quatre climatiseurs fonctionnant en alternance permettant de garder une température

ambiante suffisamment basse, afin d'éviter toute surchauffe des onduleurs en évacuant la charge thermique produite par les pertes de transformation à l'intérieur de la salle de contrôle.



Figure 2.3 - Salle de contrôle

2.2.4- Onduleurs photovoltaïques ("Power Conditionners")

Dans une installation photovoltaïque, l'onduleur (ou inverseur de courant) occupe une place centrale. Il transforme le courant continu délivré par les panneaux solaires photovoltaïques en un courant alternatif. Dans une installation raccordée au réseau, l'appareil de conditionnement de la puissance (onduleur) est l'élément clé, le plus délicat de l'installation. Situé à l'interface entre le champ PV et le réseau, il doit être adapté aux impératifs techniques et doit assurer la sécurité de deux sous-systèmes électriques très différents. La centrale dispose de quatre armoires à onduleurs dont trois fonctionnent continuellement, le quatrième sert de réserve en cas de panne de l'un des trois onduleurs. Chaque armoire comprend différents éléments principaux :

- D'un dispositif divisionnaire du courant continu installé dans une autre armoire et directement lié à la sortie des boîtes de jonctions. Ce dispositif permet de regrouper les boîtes de jonction par groupe de 10 (100 kW) avant de transmettre le courant continu aux trois onduleurs ;
- Un dispositif de suivi du point de puissance maximum (MPPT "Maximum Power Point Tracking" en anglais) qui permet de contrôler la tension et le courant de sortie des rangées PV pour générer la puissance maximale possible à une certaine irradiation et à une température donnée. Par ailleurs, il existe de nombreuses techniques MPPT présentés dans la littérature. La comparaison qualitative entre 19 techniques MPPT est décrite par ESRAM et Chapman [13].

- Un dispositif d'onduleur de courant photovoltaïque servant à transformer le courant continu issu des panneaux solaires en courant alternatif ;
- Un dispositif d'injection au réseau à basse tension (fréquence : 50 Hz, tension : 230 V permettant le raccordement pour l'injection au réseau électrique (EdD). L'application de techniques de contrôle avancées pour contrôler la qualité de l'énergie injectée et le facteur de puissance à l'interface du réseau électrique sont proposés dans différentes études [14] à [16].
- Un autre dispositif est la détection et la protection contre l'îlotage. On dit qu'il y'a îlotage quand une partie de réseau électrique comprenant des moyens de production (ex. centrale PV) et des charges (ex. CERD) est déconnecté du réseau principal. La plupart des normes [17]-[18] exigent que les onduleurs des systèmes photovoltaïques cessent l'injection d'énergie dans le réseau dans des conditions de fonctionnement anormales spécifiques au réseau (par exemple : le délestage), y compris celles qui conduisent à l'îlotage.

Les onduleurs peuvent être équipés d'autres dispositifs pouvant effectuer le filtrage des harmoniques [19], la correction du facteur de puissance [20], la commande de puissance réactive [21].

Les systèmes PV ont différentes architectures en fonction de la connexion des modules photovoltaïques avec les onduleurs. Dans la littérature, nous distinguons les architectures à : onduleur centralisé [22], onduleur maître-esclave [23] et onduleur rangée [24]. Notre système PV est connecté au réseau suivant le montage d'onduleur centralisé. Plusieurs rangées PV sont connectées à chacun des trois onduleurs. Les avantages de l'architecture à onduleur centralisée résident du fait qu'elle est peu coûteuse et simple à surveiller et à maintenir. En outre, il existe une perte de puissance significative dans les cas de "mismatch" entre les modules ou d'ombrage partiel, en raison de l'utilisation d'un onduleur pour le suivi du MPPT [25].

La figure 2.4 montre une photographie des onduleurs dans la salle de contrôle. Les spécifications techniques des onduleurs sont données dans l'annexe A.1.

Par ailleurs, les armoires sont équipées d'un panneau de contrôle qui est installé sur la façade de chacune des armoires afin de permettre la visualisation des informations tel que la tension, le courant, la puissance délivrée, les températures interne et externe, l'irradiation en temps réel et le mode de fonctionnement.



Figure 2.4 - Aperçu des armoires des onduleurs

2.2.5- Armoire de commutation des charges

Il s'agit de l'appareil assurant la fonction de branchement à chaque bâtiment alimenté et la fonction de commutation des sources énergétiques entre le réseau et l'installation photovoltaïque (figure 2.5). Les principaux dispositifs qui sont installés dans cette armoire sont :

- des disjoncteurs de distributions installés avec des verrous mécaniques pour la commutation des sources énergétiques : réseau / PV ou réseau / groupe électrogène (moteur diesel de 100 kVA);
- deux compteurs d'énergies : un compteur mesurant l'énergie électrique injectée au réseau par le système solaire PV et un second compteur mesurant l'énergie reçue du réseau ;
- cinq compteurs affichant respectivement les puissances instantanées : consommées par les différentes charges (les trois bâtiments du CERD alimentés directement par l'énergie photovoltaïque), injectée au réseau de l'EdD et reçue du réseau.



Figure 2.5 - Armoire de commutation des charges

2.2.6- Sensibilisation / panneaux d'affichages

Il existe deux panneaux d'affichages (figure 2.6), l'un dans la cour du CERD et l'autre dirigé vers la route. Ils affichent les informations suivantes :

- la production instantanée d'énergie électrique (kW) ;
- la production d'énergie électrique (kWh/jour) ;
- l'estimation de la réduction des émissions de CO₂ ;
- la position de fonctionnement du système solaire PV (en panne, en service, en attente et à l'arrêt) ;

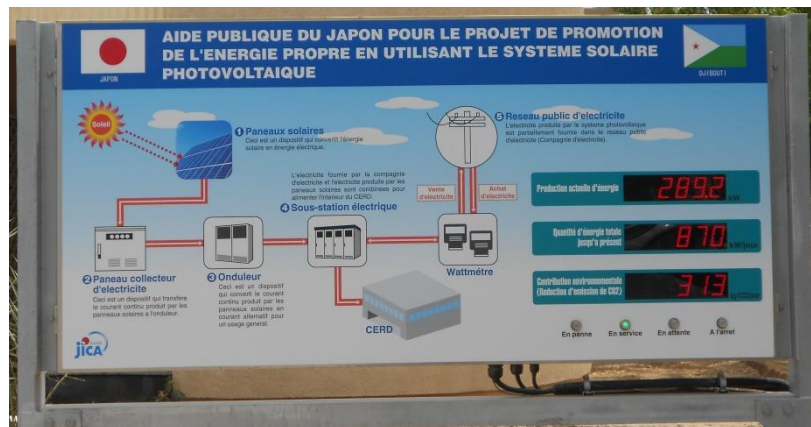


Figure 2.6 - Panneau d'affichage

2.2.7- Dispositif de mesures environnementales

Des appareils de mesures environnementales, incluant des instruments de mesures des rayonnements solaires (pyranomètre) et un capteur de température sont installés dans l'enceinte de la centrale solaire. Ces instruments permettent d'enregistrer les conditions climatiques dans la zone de l'installation des modules PV. Les données collectées sont enregistrées dans l'ordinateur installé dans la salle de contrôle.

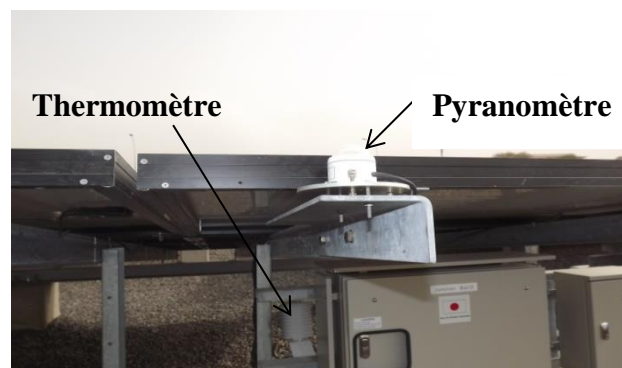


Figure 2.7 - Dispositif des mesures environnementales (pyranomètre, thermomètre)

Plus récemment en janvier 2015, nous avons installé des capteurs des mesures de la vitesse du vent et de la température des modules (Voir section 2.5.2).

2.2.8- Eclairage LED et clôture

La centrale est aussi équipée de 14 poteaux (figure 2.8) utilisant des LED pour l'éclairage pendant la nuit. Ces poteaux ont une hauteur de 2,5 m et les horaires de démarrage et d'arrêt sont réglés au niveau du panneau de contrôle (figure 2.9).

L'ensemble des composantes (à l'exception de l'armoire de commutation de charge) de l'installation solaire photovoltaïque est entouré par une clôture de 2 m de hauteur, afin d'éviter toute intrusion et de préserver le bon fonctionnement de cette dernière.

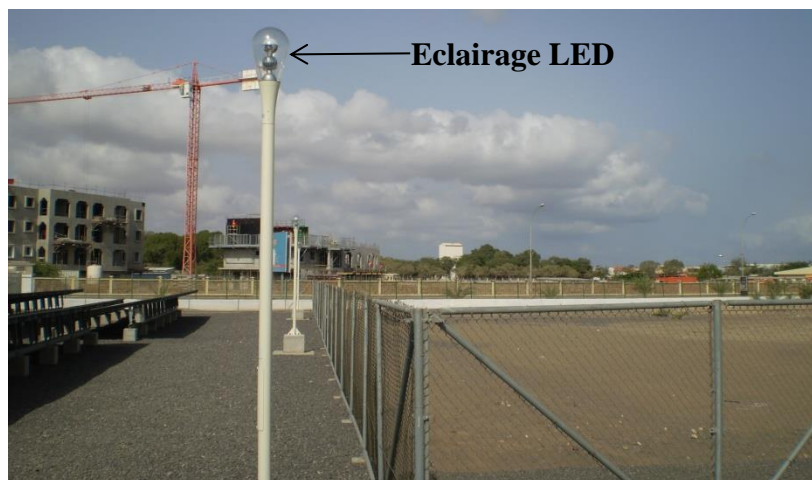


Figure 2.8 - Eclairage LED et clôture

2.2.9- Panneau de contrôle

Le panneau de contrôle est un écran tactile placé dans la salle de commande qui permet d'effectuer certaines tâches telles que :

- La sélection du mode de fonctionnement de la centrale solaire (connecté au réseau ou autonome) ;
- Le réglage des heures de fonctionnement (heure de démarrage et d'arrêt de la centrale solaire) ;
- Le réglage des horaires d'allumage et d'arrêt des éclairages LED.

Les horaires de fonctionnement sont réglés en fonction de la durée d'insolation fournit par la météo nationale. De plus, le tableau de contrôle permet l'affichage du mode de

fonctionnement de la centrale et le réglage de la limite supérieure de production d'énergie électrique.

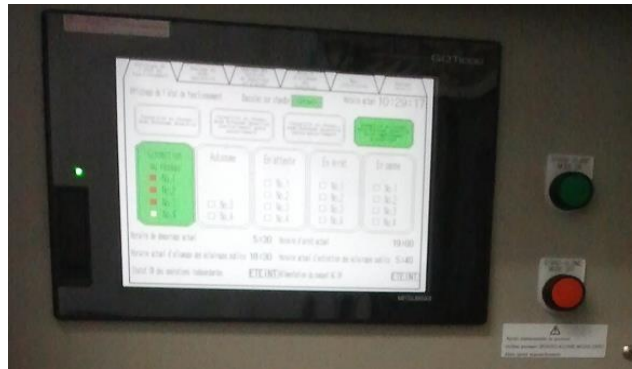


Figure 2.9 - Panneau de contrôle

Les horaires de fonctionnement sont réglés en fonction de la durée d'insolation fournie par la météo nationale. De plus, le tableau de contrôle permet l'affichage du mode de fonctionnement de la centrale et le réglage de la limite supérieure de production d'énergie électrique.

2.2.10- Ordinateur d'acquisition des données

Un ordinateur placé dans l'enceinte de la salle de contrôle permet l'acquisition et le traitement des données des divers équipements de la centrale solaire photovoltaïque. Ces données sont composées de :

- La quantité du rayonnement solaire reçue par les panneaux ;
- La température d'air extérieur ;
- La production énergétique des panneaux en DC et des onduleurs en AC ;
- La tension en DC et AC ;
- Le courant en DC et AC ;
- La fréquence des onduleurs;
- La réduction des émissions de CO₂.

L'ordinateur permet d'observer ces données en temps réel à l'aide du logiciel « Solar View System ». Les données sont enregistrées sous forme de registre par : minute, heure, jour, semaine, mois et année. Cet ordinateur est équipé d'une alimentation sans interruption afin de prévenir contre toute perte de données lors des délestages du réseau.



Figure 2.10 - Ordinateur d'acquisition avec tableau de bord

Le câblage entre les différentes installations qui composent la centrale solaire photovoltaïque est montré dans le schéma électrique dans l'annexe A.2. Plus globalement, le schéma synoptique présenté sur la figure 2.11 montre la chaîne de connexion des différentes installations de la centrale solaire PV.

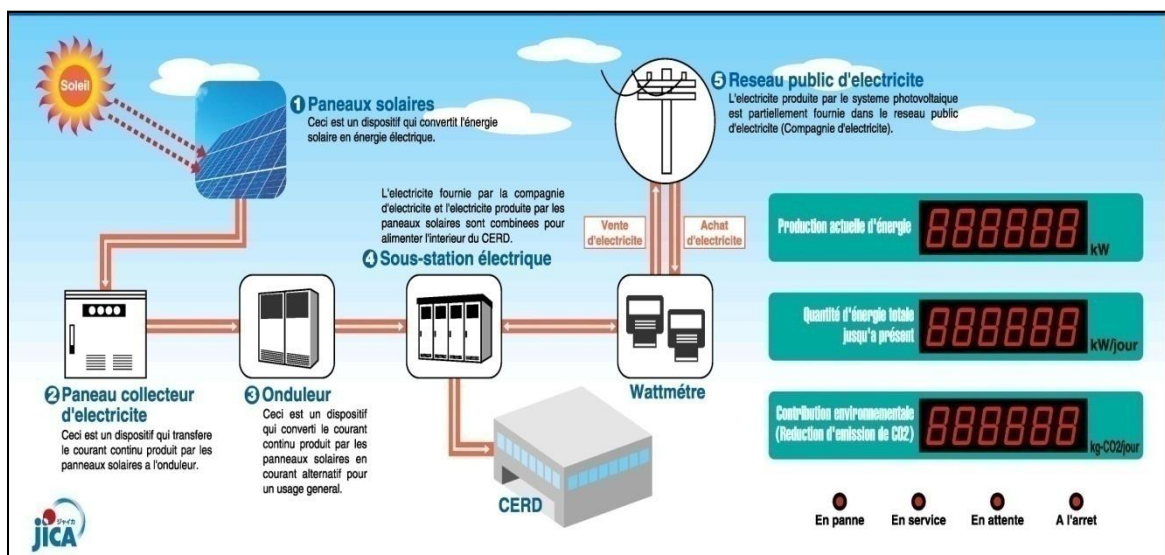


Figure 2.11 - Schéma synoptique de la centrale photovoltaïque

2.2.11- Fonctionnement du système solaire

La centrale fonctionne suivant deux principaux modes : le mode connecté au réseau et le mode autonome. Les modes de fonctionnement sont gérés par le panneau de contrôle. En général, le système fonctionne sur le mode «connecté au réseau ». Pour ce mode, le surplus de l'énergie produite est injecté au réseau de distribution de l'EdD (Electricité de Djibouti).

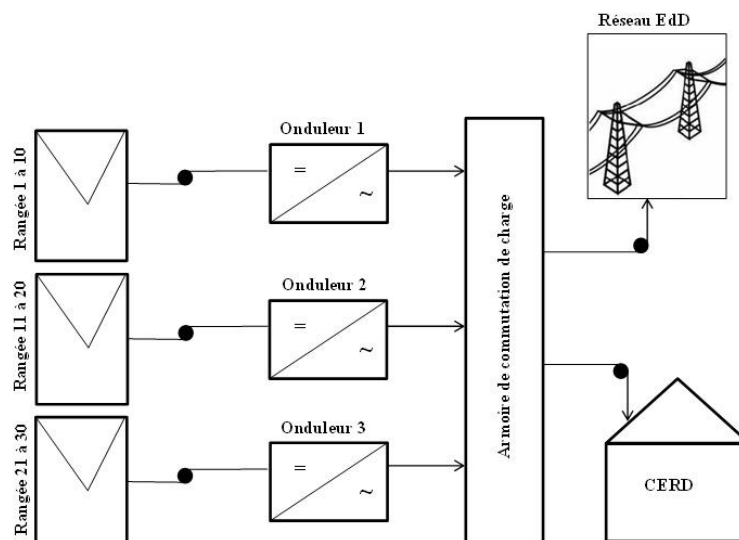


Figure 2.12 - Mode connexion au réseau

Lorsque l'alimentation du réseau EdD (Electricité de Djibouti) est coupée du fait d'un délestage dans la journée, la centrale solaire bascule en mode de fonctionnement « autonome » de façon automatique. Ce fonctionnement correspond à l'îlotage, défini précédemment. L'onduleur PC-3 fournit l'énergie nécessaire au fonctionnement des bâtiments connectés du CERD et ceci en cas de condition d'ensoleillement favorable. Pendant cette phase, les onduleurs PC-1 et PC-2 sont en attente que l'alimentation du réseau soit rétablie. Une fois le réseau rétabli le système reprend son fonctionnement normal (raccordement au réseau).

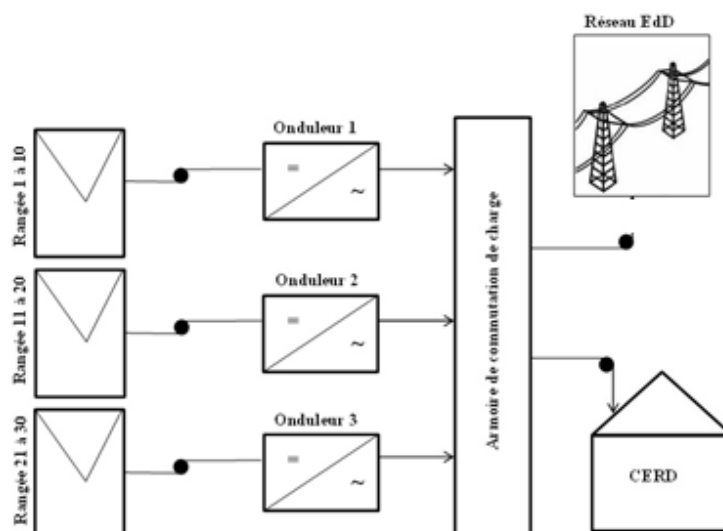


Figure 2.13 - Mode autonome "îlotage"

2.3- Opération d'entretien et de maintenance

2.3.1- Présentation et classification de la maintenance

La maintenance est définie comme "la combinaison de toutes les actions techniques, administratives et de gestion pendant le cycle de vie d'un élément destiné à maintenir ou à restaurer, un état dans lequel il peut effectuer la fonction requise" [26]. La stratégie de maintenance et d'entretien décrit la manière dont ces actions sont exécutées et combinées pour atteindre les objectifs de maintenance. Les objectifs possibles sont l'augmentation de la disponibilité, la minimisation du coût total, l'amélioration de la qualité des produits, la préservation de l'environnement ou une sécurité améliorée [26]-[27]. L'entretien se divise en maintenance préventive et corrective (figure 2.14). L'objectif du premier est de conserver la fonctionnalité d'un élément et d'éviter ainsi les échecs, alors que la maintenance corrective a lieu après la survenue d'une défaillance et rétablit la fonctionnalité de l'élément.

La maintenance corrective est lancée après la reconnaissance des défauts. L'action corrective peut avoir lieu immédiatement ou elle peut être reportée conformément aux règles données. La maintenance périodiquement programmée est une forme de maintenance corrective différée, puisque les fonctionnalités de l'élément ne seront pas restaurées immédiatement mais la prochaine fois qu'un événement de maintenance est programmé [26]. Cette stratégie contribue à éviter les inspections et les réparations inutiles du système et les coûts et les temps d'arrêt qui en résultent [28].

La maintenance préventive est effectuée pour réduire le risque d'échec ou la dégradation de la fonctionnalité d'un élément. Il peut être divisé en maintenance prédéterminée et une maintenance basée sur l'état ("Condition-Based Maintenance"). Une maintenance préventive prédéterminée peut être effectuée à des intervalles fixes de calendrier ou de temps de fonctionnement ou selon un autre paramètre d'utilisation [29]. La maintenance préventive basée sur l'état est exécutée lorsque les indicateurs de détérioration dépassent les seuils prédéfinis. Une condition préalable est la capacité de surveiller la condition du composant [28]. Une connaissance suffisante des caractéristiques d'échec des composants est également nécessaire pour pouvoir anticiper les pannes.

Un plan d'exploitation et d'entretien de la centrale solaire photovoltaïque a été mis en place. Ce plan de maintenance et d'entretien a été établi avec les différents partenaires du projet d'installation de la centrale solaire et retranscrit dans le rapport [30]. Ce plan comporte des fiches permettant de définir un certain nombre de protocoles à mettre en œuvre :

- Répartition des tâches ;

- Plan d'entretien annuel ;
- Contrôle courant ;
- Contrôle périodique ;
- Nettoyage des modules PV;
- Anomalies et réparation ;
- Commandes ;
- Manuel pour la résolution des problèmes.

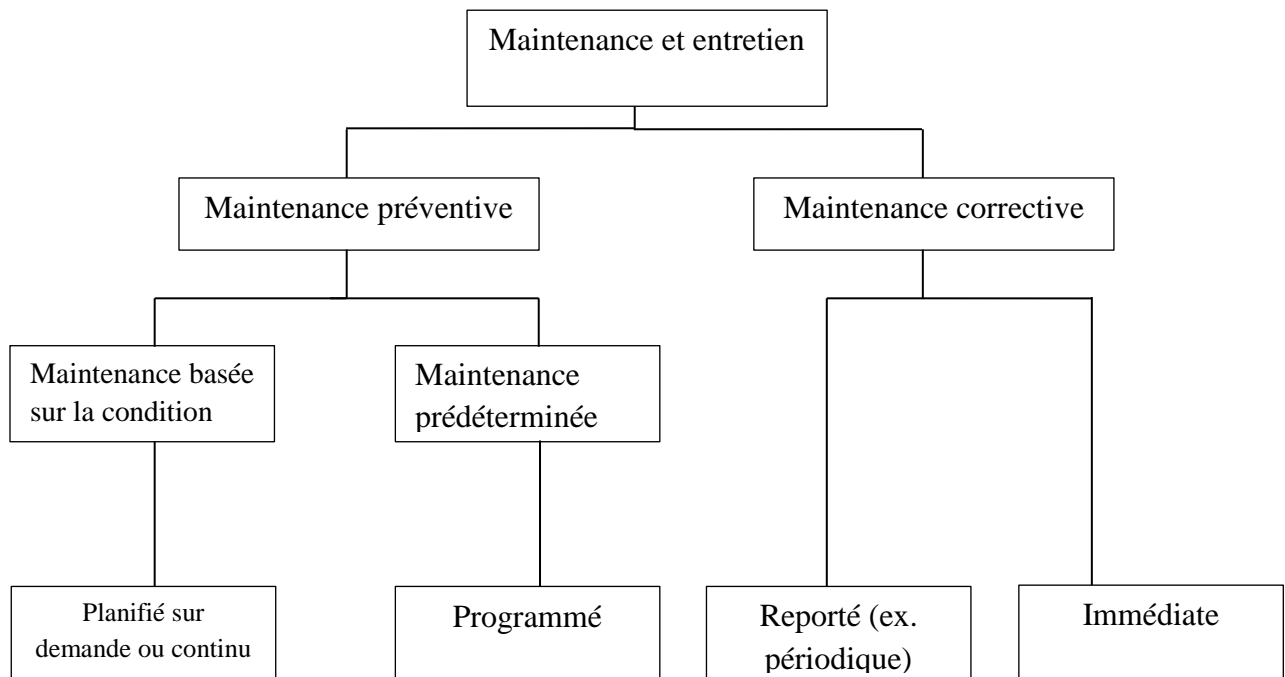


Figure 2.14 - Classification de l'entretien. Source: DIN EN 13306 [26]

Toutes les fiches citées précédemment sont répertoriées dans un classeur, afin de garder une trace de tous les activités d'exploitation et d'entretien de la centrale. L'objectif principal consiste à pérenniser et optimiser les performances de la centrale solaire photovoltaïque installée au CERD d'où la nécessité d'établir un plan d'exploitation et d'entretien. Les mesures prises dans ce plan permettront de prévenir toutes pannes.

2.3.2- Répartition des tâches

Le tableau présenté en A.3 regroupe les tâches à effectuer par les différentes organisations en charge de la centrale. Ce tableau a été établi par des consultants japonais et les représentants de différentes organisations en charge du projet de la centrale solaire photovoltaïque.

Il contient certains éléments tels que : le nettoyage, les équipements, l'inspections, les pièces de rechange, le budget... etc. La gestion des pannes est aussi inclut dans ce tableau.

2.3.3- Plan d'entretien annuel

Le plan d'entretien comporte les prévisions annuelles des différents contrôles à effectuer sur la centrale solaire : à savoir les contrôles courant, périodique et les nettoyages. Une fiche (A.4) a été élaborée, elle comporte les dates de déroulement de différentes inspections de la centrale, le planning et les résultats. Ces derniers consistent à observer si le planning s'est bien déroulé à la date mentionnée. Ce planning est renouvelable chaque année.

2.3.4- Contrôle courant

Le contrôle courant consiste à l'inspection visuelle des différentes installations de la centrale solaire. Ce contrôle s'effectue au début de chaque semaine et il sert à observer le bon fonctionnement du système et à anticiper d'éventuels problèmes. Il est réalisé par les techniciens en charge de la centrale. Une fiche (A.5) récapitulative détaillée sert à noter les constatations de ce contrôle. Elle comprend les sections à inspecter, les points de contrôle et les résultats (présence ou absence de défaut) de l'inspection. En cas de présence d'un quelconque défaut observé lors de ce contrôle, il sera signalé dans cette même fiche le type d'anomalie et le numéro de la composante en panne. Les sections à contrôler sont :

- les rangées des modules photovoltaïques ;
- les boites de jonctions ;
- les armoires dans la salle de contrôle ;
- le commutateur de charge ;
- les panneaux d'affichage.

Dans chacune de ces sections, on observe s'il y a des tâches, des détériorations, de la rouille ou s'il y a un dysfonctionnement des équipements inspectés. Ce type de contrôle se fait de manière régulière ou irrégulière, par exemple après une pluie ou un vent violent qui pourrait causer des dégâts.

Cette fiche est placée dans un classeur répertoriant tous les problèmes visuels survenus sur le système. Ceci permet d'agir sur l'équipement indiqué lors de l'entretien et de la maintenance.

2.3.5- Contrôle périodique

C'est un contrôle qui se déroule une fois tous les deux mois et il consiste à réaliser une inspection visuelle et électrique des différents composants de la centrale solaire photovoltaïque. Au cours de ce contrôle, il s'agit d'intervenir sur les différentes sections qui composent la centrale solaire photovoltaïque. Nous effectuons sur les différents points de contrôle des mesures et des essais tels que :

- la mesure des résistances d'isolement et de la tension d'ouverture des boites de jonctions ;
- l'essai de fonctionnement de la minuterie d'arrêt et d'injection.

En cas de défaillance d'une des composantes de la centrale, nous le signalons dans la fiche de contrôle périodique (A.6) afin de procéder au remplacement. Par comparaison au contrôle courant, le contrôle périodique est effectué comme mesures préventives à long terme pour se saisir de l'état de l'installation photovoltaïque avec plus de précision.

Au Japon, la fréquence du contrôle périodique [31] est définie suivant la capacité de génération:

- de 100 kW ou plus, connectée au réseau avec une moyenne tension de 6,6 kV ou avec une haute tension de 22/33 kV ou plus : une fois tous les deux mois ;
- inférieure à 100 kW, connectée au réseau avec une moyenne tension de 6,6 kV : deux fois par ans ou plus ;
- de moins de 20 kW, connecté au réseau avec une basse tension 100/200 V : pas d'intervalle requis.

Ces contrôles permettent d'anticiper des problèmes éventuels. Après la détection d'un défaut ou d'une anomalie d'un des éléments de la centrale solaire nous procédons directement à une maintenance corrective qui peut être immédiate ou différée suivant la gravité du défaut observé.

2.3.6- Anomalies et réparations

Au cours de son fonctionnement, la centrale peut être sujette à une défaillance engendrant une panne. Par conséquent, nous avons établi une fiche (A.7) répertoriant les anomalies détectées ainsi que les réparations effectuées. Cette fiche comprend :

- La date de détection de la panne ;
- Les intervenants ;
- Les équipements utilisés ;
- La nature de l'anomalie ;
- Les causes de l'anomalie ;
- La date de réparation ;
- Les intervenants pour la réparation ;
- Et les mesures prises pour la réparation.

- **Manuel pour la résolution des problèmes :**

Au cours de la première année d'exploitation de la centrale, nous avons rencontré certaines anomalies et pannes mais aucune n'a causé l'arrêt total de la centrale. Les anomalies rencontrées sont :

- Arrêt de l'affichage des données sur les panneaux d'affichages ;
- Arrêt de la climatisation de la salle ;
- Décalage horaire de l'ordinateur de la salle de contrôle qui induit un décalage des données collectées.

A chaque fois, nous avons cherché les solutions adéquates dans le manuel d'exploitation et d'entretien afin de corriger la panne. Les anomalies et les solutions apportées sont répertoriées dans la fiche du manuel pour la résolution des problèmes (A.8). Ce manuel résume tous les problèmes rencontrés et résolus durant l'exploitation de la centrale.

2.3.7- Nettoyage

D'une manière générale, les méthodes de nettoyage de la surface des modules photovoltaïque n'ont pas été au centre de l'attention des chercheurs [32]. Ce manque d'attention peut résulter de l'idée que la quantité de pluie dans la région où le système PV est installé, est suffisante pour nettoyer la surface des modules PV. Les méthodes de nettoyage des modules PV peuvent être classées comme suit:

- Nettoyage par la pluie : Cette méthode de nettoyage est très volatile et dépend de la pluviométrie du site. La fiabilité de cette méthode de nettoyage est discutable, en particulier lorsque la salissure est intensive et que les précipitations ne suffisent pas en quantité ou en intensité pour laver la salissure des modules [33] ;

- Nettoyage manuel : Cette méthode suit la même procédure que celle utilisée pour nettoyer les fenêtres des bâtiments. Pour nettoyer la surface de modules PV, des brosses avec des poils spéciaux sont utilisées pour éviter les rayures des modules [32] ;
- Nettoyage par une machine mobile : Cette méthode utilise des machines pour effectuer le nettoyage et un stockage pour l'approvisionnement en eau ou un système d'arrosage est l'une des meilleures façons de nettoyer la surface des modules PV [34].

Dans cette partie du travail, nous proposons la méthodologie de nettoyage mise en place avec l'installation de la centrale solaire suite à des tests grandeur nature.

Un nettoyage des panneaux se fait pratiquement chaque début de mois. Ce nettoyage est enregistré dans la fiche de nettoyage (A.9). Cette fiche comprend la date du nettoyage, la personne qui a supervisé le nettoyage, les constats avant et après le nettoyage et les matériels et les équipements utilisés. Un protocole de nettoyage a été érigé dans ce sens après des tests grandeurs nature.

Deux méthodes sont proposées pour le nettoyage des panneaux solaires photovoltaïques :

- La première consiste en un nettoyage à sec ;
 - La seconde consiste en un nettoyage avec l'eau distillée ou minéralisée.
- **Nettoyage à sec**

Le nettoyage à sec consiste à nettoyer les panneaux à l'aide des serpillères à coton permettant d'enlever la poussière. Pour enlever les tâches incrustées sur les panneaux (guano des corbeaux), il faut utiliser une deuxième serpillère imbibé d'eau.

Pour cette opération de nettoyage à sec, il est décidé de mettre 10 personnes dont chacune nettoiera 3 rangées. La durée estimée pour le nettoyage de l'ensemble des panneaux pour une seule personne est de 15 h. Après un test grandeur nature, la durée de travail pour 10 personnes, a été estimé à environ 1 h 30. Après un second test grandeur nature de nettoyage à sec et en prenant en considération le facteur fatigue des nettoyeurs, cette durée a été revue à la hausse à 2h. Ce nettoyage doit se faire suivant la direction du vent afin que la poussière ne se propage pas sur les panneaux déjà nettoyés.



Figure 2.15 - Serpillères à utiliser pour le nettoyage

- **Nettoyage avec l'eau distillée ou minéralisée**

L'eau distillée étant trop chère pour nettoyer les rangées solaires PV de 2138,4 m², il est envisagé de collecter l'eau des climatiseurs. L'eau du réseau n'est pas utilisable car elle est saumâtre ce qui risquerait de favoriser les phénomènes de corrosion. Cette méthode n'est pas encore expérimentée, mais le temps prévu pour le nettoyage sera le même que le nettoyage à sec.

Le nettoyage est prévu tous les mois sauf les mois contenant des jours à forte pluviométrie. Le nettoyage à sec se fera dix des douze mois de l'année et le nettoyage à l'eau distillée se fera en principe deux fois par an.

2.3.8- Fiche de commande

Tous les achats de matériels pour l'entretien et le remplacement de certains équipements de la centrale sont enregistrés dans la fiche de commande (A.10). Elle contient les références de l'équipement, le nom du responsable de la commande, la date de commande, la quantité, le prix et la date de livraison.

Après une présentation des différents équipements de la centrale solaire PV ainsi que les opérations d'entretien et de maintenance, il est nécessaire de se pencher sur l'acquisition et le traitement des données issues du monitoring pour déceler les anomalies observées au cours du temps.

2.4- Fouille des données issues du monitoring de la centrale solaire/ détection des périodes de délestage du réseau électrique

2.4.1- Nombre de valeurs disponibles par paramètres

Dans les fichiers donnés issus du monitoring de la centrale solaire photovoltaïque plusieurs paramètres sont enregistrés à savoir des paramètres environnementaux et électriques. Chacun des paramètres générés est collecté par un système d'acquisition. Toutes les données électriques sont disponibles pour les trois onduleurs photovoltaïques.

Tableau 2.2 : Paramètres électriques et environnementaux

Paramètres électriques	
$I_{dc}(A)$, $V_{dc}(V)$, $P_{dc}(kW)$, $E_{dc}(kWh)$	Intensité, tension et énergie continue
$I_{ac}(A)$, $V_{ac}(V)$, $P_{ac}(kW)$, $E_{ac}(kWh)$	Intensité, tension et énergie alternatif
F (Hz)	Fréquence
Paramètres environnementaux	
$I_{POA}(kWh/m^2)$	Irradiation solaire
$T_{amb}(^{\circ}C)$	Température ambiante
$T_{mod}(^{\circ}C)$	Température des cellules
$V_{wind}(m/s)$	Vitesse et direction du vent

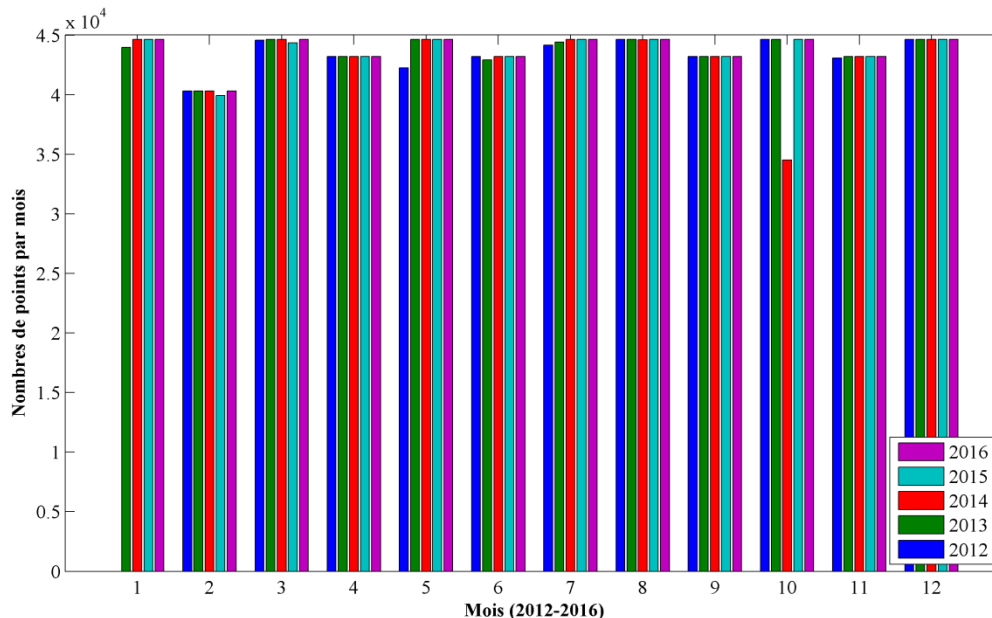


Figure 2.16 - Nombres de valeurs par paramètres

La figure 2.16 représente le nombre de valeurs disponibles par paramètre et par mois durant les cinq années d'exploitation de la centrale solaire. On remarque sur cette figure que pour chaque mois, on collecte pratiquement le même nombre de points. A part le mois d'octobre 2014 où la centrale solaire PV était à l'arrêt pendant quelques jours. Les nombre de valeurs

disponibles de données présentées sur la figure 2.16 englobent toutes les données de la centrale solaire y compris les points de données contenant des valeurs aberrantes. Ces dernières contiennent les délestages et tous autres bugs des instruments et du système d'acquisition. Dans ce qui suit, nous essayerons d'identifier et de filtrer les valeurs aberrantes du jeu de données, afin d'obtenir des données fiables et reflétant les conditions réelles d'exploitation de l'installation solaire PV.

2.4.2- Détection et caractérisation du délestage réseau sur la production de la centrale

A Djibouti, le réseau électrique est caractérisé par des délestages assez fréquents et cela se répercute sur la fiabilité des données issues de la centrale solaire. Sachant que le délestage est un phénomène très compliqué à déceler, nous allons dans cette partie de notre travail essayé d'identifier et d'évaluer les périodes de délestages afin de pouvoir mieux les cerner et les éliminer de notre jeu de données. Pour cette étude, nous travaillons avec des données recueillies avec un pas de temps d'une minute. Dans un premier temps, nous allons observer les paramètres électriques mis en jeux lors de la connexion au réseau et lors d'une coupure d'électricité. Lors de la connexion au réseau électrique, les onduleurs photovoltaïques doivent être compatibles avec les caractéristiques de la tension des réseaux publics de distribution d'électricité à basse tension, à savoir :

- Tension nominale : 230 Volts en monophasé ou 400 Volts en biphasé et triphasé
- Fréquence nominale : 50 Hz

Pour le cas de cette centrale, on est en triphasé avec des tensions $400 \leq V_{ac} \leq 420$ et une fréquence variant légèrement entre 49 et 50 Hz. La tension continue (V_{dc}) est inférieure à 300 V.

Lors de la coupure du réseau électrique, la tension V_{ac} est inférieure à la tension nominale et la fréquence de l'onduleur 3 se stabilise à 50 Hz. Ceci est le mode de fonctionnement hors réseau de la centrale qui prévoit que l'onduleur 3 soit actif et que les onduleurs 1 et 2 soient à l'arrêt. I_{dc} et I_{ac} liés à la variation de l'ensoleillement du site, sont des paramètres assez fluctuants et ne pourront pas être pertinents pour la détection des délestages (coupure du réseau électrique). A l'issue de cette première étape, nous distinguons que certains paramètres électriques sont plus pertinents que d'autre paramètres et vont nous permettre de détecter ces périodes de délestage du réseau.

Dans un premier temps, nous allons observer les paramètres électriques mis en jeu lors de la connexion au réseau et lors d'une coupure d'électricité. Pour cela, une sélection de quelques jours avec et sans coupures d'électricité a été choisie pour détecter les périodes de délestages. Les jours sélectionnés sont basés sur des observations prises sur le terrain.

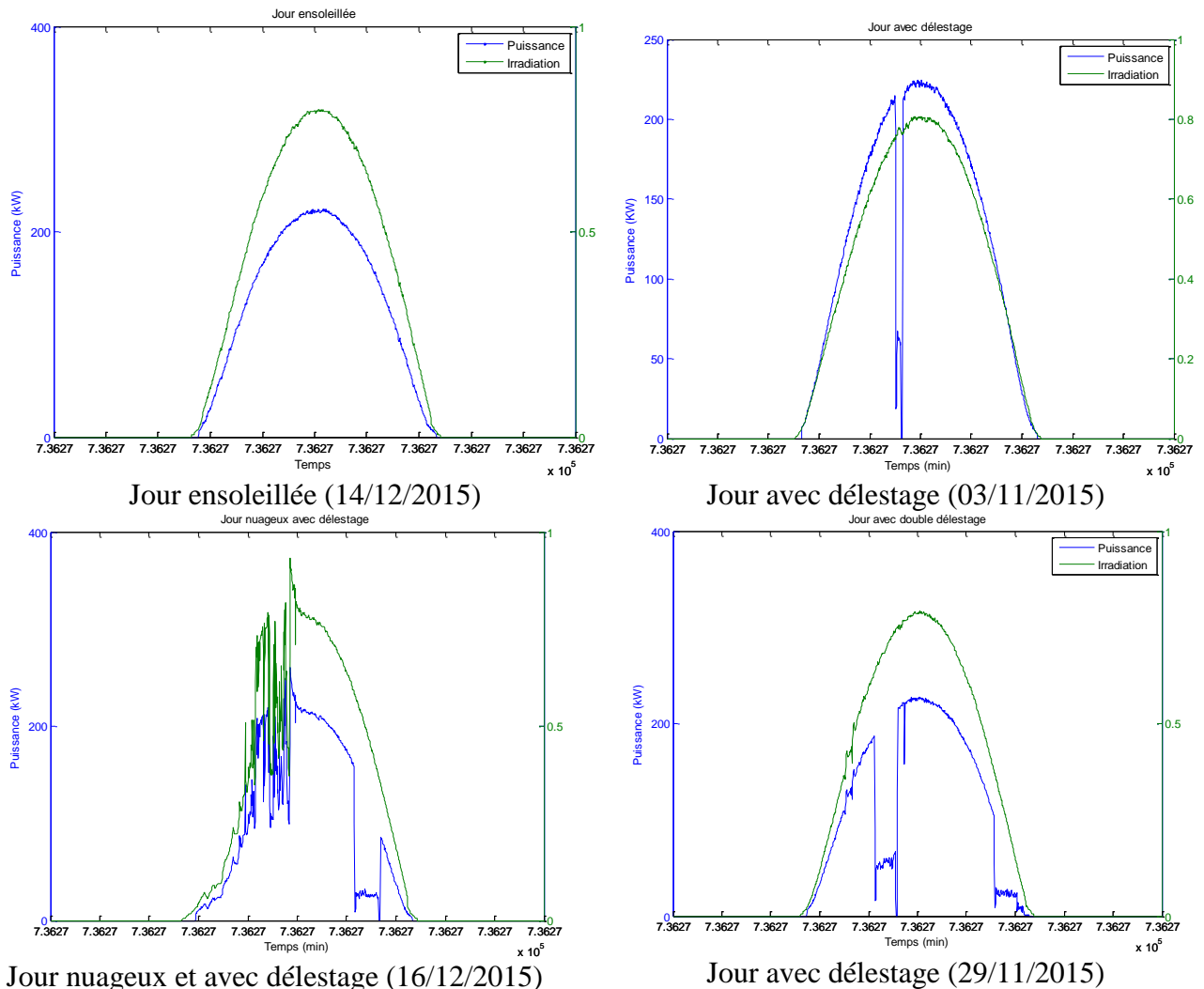


Figure 2.17 - Observation de la puissance et de l'irradiation pour plusieurs jours

Afin de cerner au mieux le comportement de la production énergétique lors d'un délestage quatre jours préalablement identifiés ont été sélectionnés. Ces jours correspondent à :

- Un jour ensoleillé (figure en haut à gauche), où on observe que l'allure de production énergétique suit celle de la quantité d'irradiation solaire reçu par les panneaux solaires PV.
- Un jour (figure en haut à droite) où on observe une chute brusque de la production énergétique pendant un certain temps sans lien direct avec la quantité d'irradiation observé.

- Un jour nuageux en matinée (figure en bas à gauche) où on observe une fluctuation des quantités d'irradiation et de la puissance de sortie des modules. Dans l'après-midi on observe une chute brusque de la puissance.
- Un jour (figure en bas à droite) où on a une double chute brusque de la puissance de sortie des panneaux.

Ces quatre jours permettent de différencier le comportement de la puissance de sortie en lien avec un passage nuageux et en lien avec une coupure de réseau électrique. La courbe d'irradiation nous sert de référence. Nous avons constaté que les chutes brusques des puissances correspondent aux périodes de délestage. Nous avons également constaté que les fluctuations de la quantité d'irradiation correspondent à un passage nuageux et en aucun cas à une anomalie quelconque du système PV (allure de la courbe de puissance en parfaite harmonie avec les fluctuations des quantités d'irradiations).

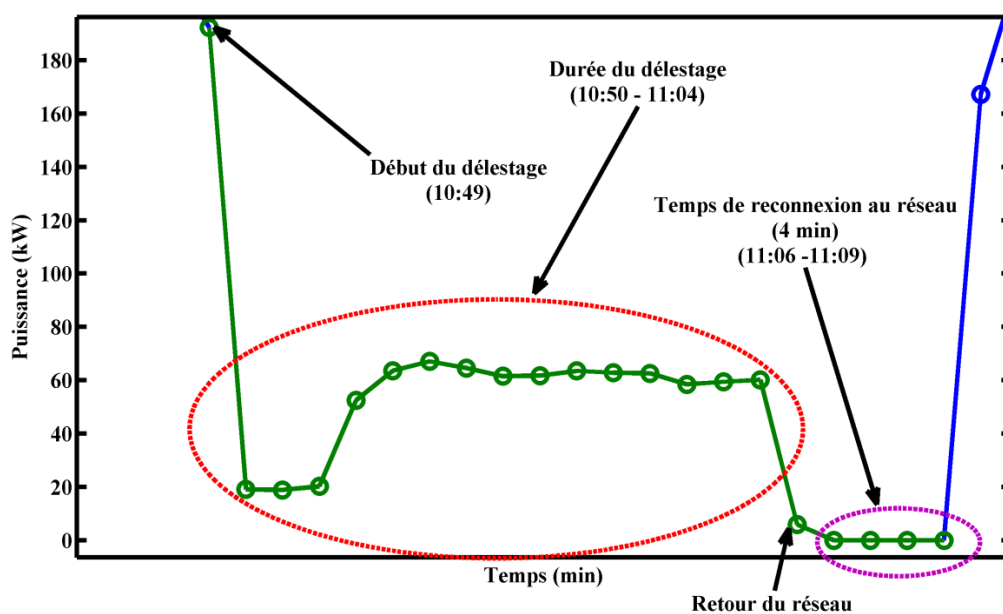


Figure 2.18 - Zoom sur la période de délestage 03/11/2017

Sur la figure 2.18, on peut distinguer que la période de début de délestage, la puissance électrique de la centrale ne s'annule pas. Cela s'explique par le fait que la centrale solaire passe en mode autonome dans les 11 secondes (donnée installateur) qui suivent la coupure. L'onduleur 3 prend le relai ce qui implique que même lors du délestage on a une quantité de puissance produite. A la reprise du réseau, on identifie sur la figure 2.18 que la puissance de sortie des panneaux PV s'annule pendant 4 min. Cette période correspond aux temps nécessaires pour que la centrale PV se reconnecte sur le réseau électrique. Ces informations

sont détaillées sur le zoom effectué sur l'évolution de la puissance pendant la période de délestage et de reconnexion au réseau de la journée du 3/11/2015.

2.4.3- Tension de connexion au réseau (V_{ac}) et tension continue des rangées PV (V_{dc})

Pour valider ces observations et identifier ces périodes de délestages électriquement, on s'est intéressé au comportement de la tension de connexion au réseau, V_{ac} et la tension du champ PV, V_{dc} , présenté dans la figure 2.19. Le carré en pointillé rouge désigne la partie sur lesquelles on a zoomé pour obtenir les figures de droites. Sachant que les caractéristiques du délestage sont les mêmes à chaque fois, nous avons choisi le jour avec un délestage (3/11/2015). Nous remarquons que pour l'ensemble de la journée, la tension V_{ac} reste supérieure à 390 V, c'est la connexion au réseau. On constate également une chute de tension du réseau qui provoque le délestage à partir de 10h49. On peut voir sur le zoom de droite que cette coupure a duré pendant 17 min (les cercles en vert sur le graphique de gauche), le retour du réseau a eu lieu à 11h05. Le comportement de V_{dc} est différent de V_{ac} face au délestage, V_{dc} augmente et se stabilise autour 330 V.

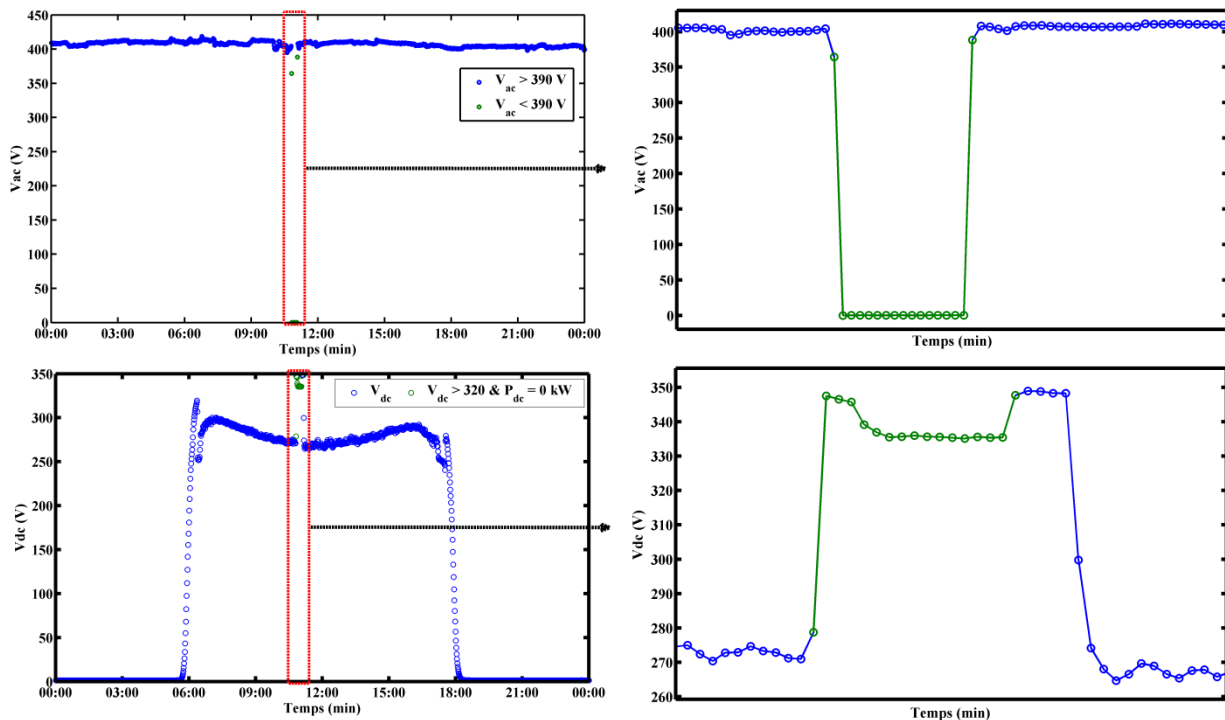


Figure 2.19 - V_{ac} (en haut) et V_{dc} (en bas) avec rectangle en pointillé rouge correspondant au zoom sur le délestage

Maintenant que nous arrivons à distinguer la caractéristique électrique d'un délestage sur la centrale solaire, d'un passage nuageux ou d'un autre phénomène, nous pouvons élaborer une

identification de différentes anomalies que peut subir de la centrale solaire PV à partir des données issues du monitoring.

2.4.4- Critère d'identification et détection de différentes anomalies

Eu égard de la section précédente, un premier critère (Ct1) de détection de délestage correspond à une tension inférieure à la tension nominale et la puissance de l'onduleur 3 (PC3) différente de zéro alors que les autres onduleurs (PC1 et PC2) ont des puissances nulles ($V_{ac} < 390$ V et $PC1_{dc} = 0$, $PC2_{dc} = 0$, $PC3_{dc} \neq 0$). Egalement comme indiqué précédemment, la reconnexion au réseau de la centrale solaire prend 4 min. Pour détecter cette période de reconnexion, on a croisé la tension V_{dc} et la puissance P_{dc} , ce qui nous donne le deuxième critère (Ct2) de détection ($V_{dc} > 320$ et $P_{dc} = 0$). Un troisième critère (Ct3) non conforme au bon fonctionnement de la centrale solaire correspond à la période où les quantités d'irradiation sont disponibles et que les panneaux PV de la centrale ne délivrent aucune production ($I_{POA} \neq 0$ et $P_{dc} = 0$). Cela se traduit par un délai entre la courbe d'irradiation et celle de la puissance de sortie des panneaux (figure 2.19). Les pics observés sur la figure en bas à gauche de V_{dc} en début et en fin de journée correspondent également à ce critère. Le quatrième critère correspond à un bug au niveau du pyranomètre où on a pour certaines périodes des puissances non nulles pour des quantités d'irradiations nulles. Ce critère de détection (Ct4) correspond à ($I_{POA} = 0$ et $P_{dc} \neq 0$). Un cinquième et dernier critère de détection correspond à l'arrêt d'un onduleur alors que les deux autres fonctionnent, cette anomalie se produit surtout lors de la reconnexion des onduleurs 1, 2 et 3 au réseau électrique après un délestage. Pour ce critère nous croisons les puissances d'entrées de chaque onduleur en prenant à chaque fois une puissance nulle et les deux autres différents de zéro.

Un dernier critère correspond aux périodes d'arrêts de la centrale. Cela peut être un arrêt volontaire de la centrale pendant un certain temps pour dépannage ou d'autres arrêts involontaires. Ce critère correspond dans notre jeu de donnée à ($P_{dc} = *$). Ce critère n'est pas comptabilisé car il est d'office supprimé.

Dans le code MATLAB qu'on a établi pour l'analyse des données issues du monitoring, ces différents critères sont utilisés pour indexer et identifier les valeurs aberrantes. Les données que nous possédons étant des données journalières à la minute, nous les avons concaténé afin d'avoir des données à la minute pour les cinq années du monitoring de la centrale solaire PV. Les étapes pour les prétraitements des données sont montrées sur la figure 2.20.

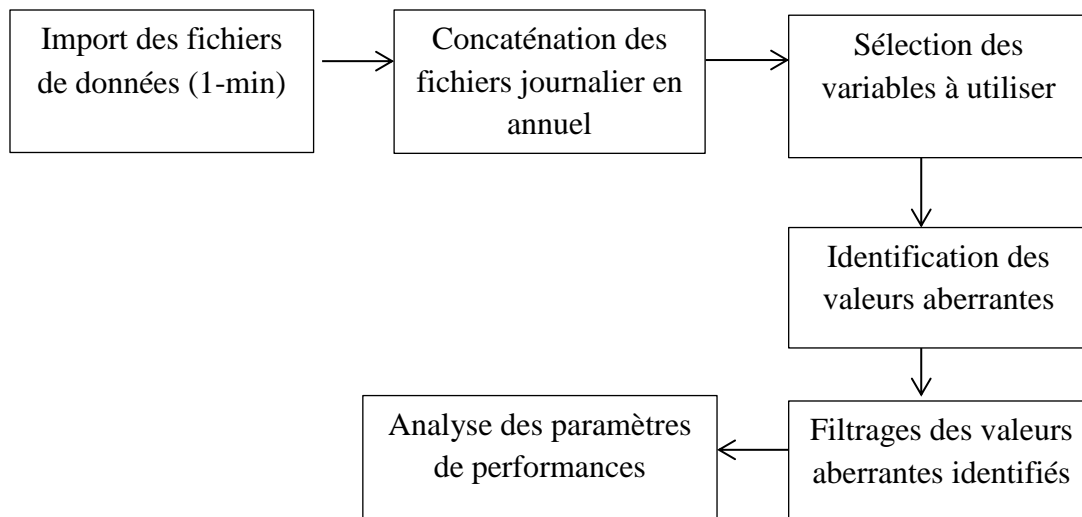


Figure 2.20 - Procédure de prétraitement des données

2.4.5- Observation avant et après filtrage des valeurs aberrantes

La figure 2.21 représente la puissance produite en 1 min en fonction de la quantité d'irradiation pour les années 2014 et 2015. Nous distinguons également sur cette figure les différents critères de détection discutés dans la section précédente, avec :

- En noir : qui correspond aux données à sauvegarder,
- Ct1 : les périodes de délestage correspondant au premier critère ($V_{ac} < 390$ V et $PC1dc = 0$, $PC2dc = 0$, $PC3dc \neq 0$)
- Ct2 correspond à ($V_{dc} > 320$ et $P_{dc} = 0$)
- Ct3 correspond à ($I_{POA} \neq 0$ et $P_{dc} = 0$)
- Ct4 correspond à ($I_{POA} = 0$ et $P_{dc} \neq 0$)
- Ct5 : correspond à l'arrêt d'un des trois onduleurs alors que les deux autres fonctionnent ou bien à l'arrêt de deux onduleurs alors que le troisième fonctionne.

Nous observons une masse de point moins dense (en violet) qui se décroche de la masse de points principaux (en noir). Elle correspond aux périodes où un et/ou deux onduleurs sont à l'arrêt parmi les trois onduleurs qui composent la centrale.

A l'issue de l'observation de l'ensemble des données et des différents critères de détection, nous allons dans un premier temps évaluer ces critères de manière journalière pour l'année 2014 et 2015 (figure 2.22).

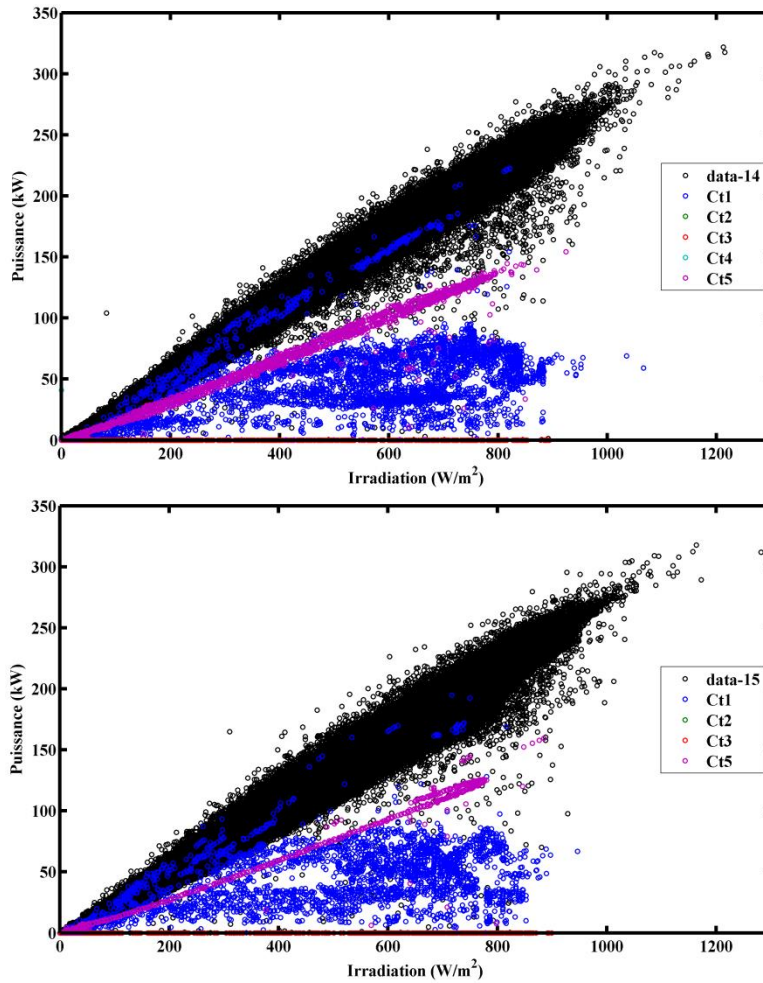


Figure 2.21 - 1-min données 2014 (fig. haut) 2015 (fig.bas)

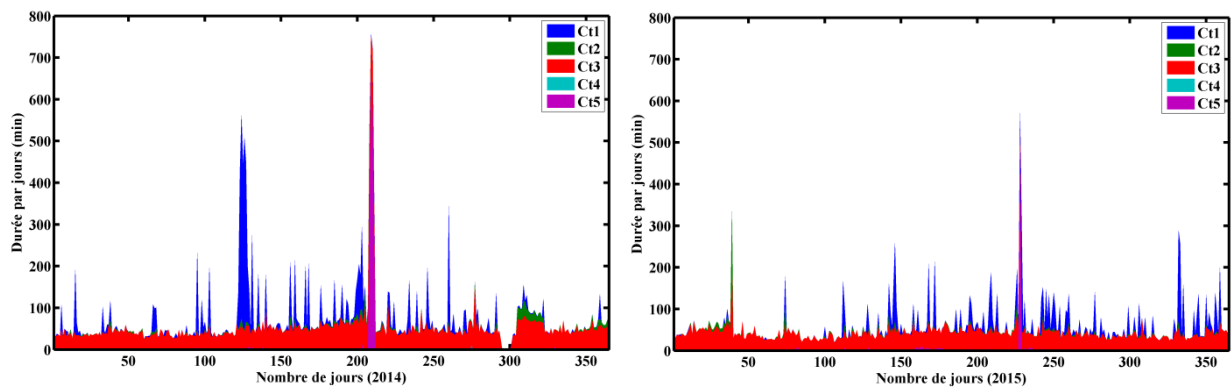


Figure 2.22- Nombre de minutes identifiées par les filtres par jour pour 2014 (gauche), 2015 (droite)

Dans le graphique ci-dessus nous estimons les coupures d'électricité moyenne journalière représentées par Ct1 à 19.89 min et 14.11 min par jour respectivement pour 2014 et 2015. Ct3 correspond au délai entre lever/coucher du jour et démarrage/arrêt de la centrale solaire. Ct3 est de 46.39 min et 39.91 min par jour respectivement pour 2014 et 2015.

Ct2 ($V_{dc} > 320$ et $P_{dc} = 0$) reste moins significatif avec une moyenne journalière annuelle de 3.41 min et de 2.41 min respectivement pour 2014 et 2015. Le critère Ct4 est pratiquement nul pour les deux années, ce qui montre que le pyranomètre est très efficace. Le dernier critère Ct5 est de 5,61 et de 3,03 min par jour pour 2014 et 2015. Les pics de Ct5 qu'on peut observer sur les deux graphes montrent la durée maximum que l'un des trois onduleurs soit éteint. Elle est de 662 min (11h) pour 2014 et de 477 min (8h). Cela est dû aux chutes de tension assez fréquentes pendant l'été qui surviennent avant ou après un délestage et qui peuvent affecter les onduleurs.

Dans cette partie, nous avons évalué le pourcentage des valeurs mensuelles moyennes identifiées comme aberrantes par types de critères pour les années 2014 et 2015 (figure 2.23). Ce pourcentage correspond au pourcentage relatif à chaque critère par rapport à l'ensemble des données.

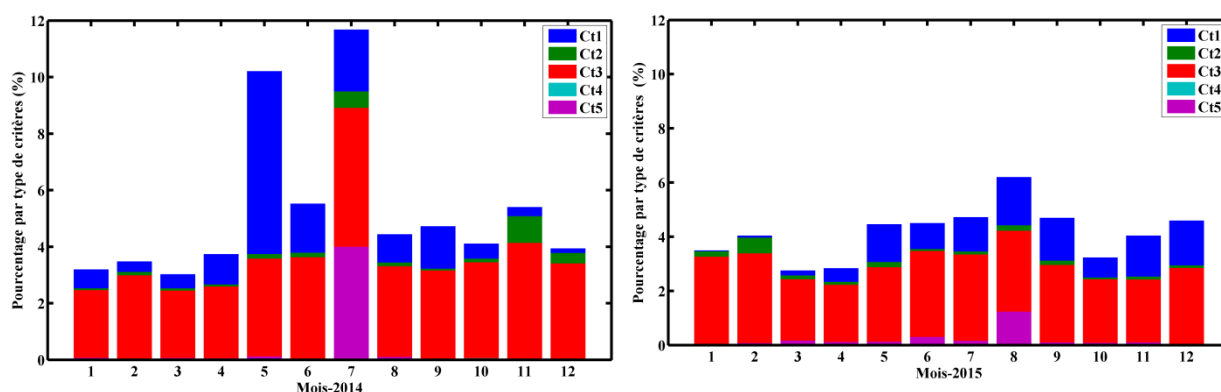


Figure 2.23- Pourcentage mensuelles des valeurs aberrantes pour les années 2014-2015

Par comparaison des trois critères d'identification des valeurs aberrantes (n'ayant pas à être comptabiliser pour l'évaluation des performances en fonctionnement normal), Ct2 restent très inférieure à Ct1 (période de délestage) et Ct3 (délai entre levée du soleil et la mise en marche de la centrale solaire et le coucher du soleil et l'arrêt de la centrale). Elle est de 0,24% et de 0,17% respectivement pour 2014 et 2015. La moyenne mensuelle de Ct3 est de 3.3% en 2014 et de 2.8% en 2015. La moyenne annuelle des délestages Ct1 est de 1.4 % en 2014 et 0.97 % en 2015. Ct4 est pratiquement nulle pour les 2 années. Ct5 est de l'ordre de 0,38% en 2014 et de 0.21% en 2015.

Dans ce travail, nous remarquons que le maximum des données à filtrer dépasse très rarement les 5% pour l'ensemble des mois. La moyenne totale des valeurs aberrantes est de 5,32% en 2014 et de 4,13% en 2015. Le maximum est atteint pour les mois de mai et juillet 2014 avec des valeurs de 10,2% et 11,7%. Les principales anomalies observées sont le délestage, le délai

de démarrage et d'arrêt de production (Ct3) et l'arrêt d'un des onduleurs (ex. le mois de juillet 2014).

Afin de minimiser Ct3, nous devons rectifier les périodes de démarrage et d'arrêt de la centrale solaire et les caler à la minute près au lever et au coucher du soleil. Les critères Ct1 et Ct2 dépendent très largement du réseau électrique et ne peuvent être maîtrisés.

Les deux graphiques suivant représentent les données restant après filtrage des valeurs aberrantes identifiées par les critères 1 à 5. Ainsi, nous obtenons des données ne présentant aucune anomalie pour les années 2014 et 2015. La masse de points éparpillés collés à la masse principale correspond à l'effet du Khamsin (vent de sable brûlant) qui contribue à la diminution de la quantité d'irradiation par soulèvement de poussière et donc de la quantité d'énergie produite. Cet effet est constaté pour les mois de juin à août pour 2014 et 2015.

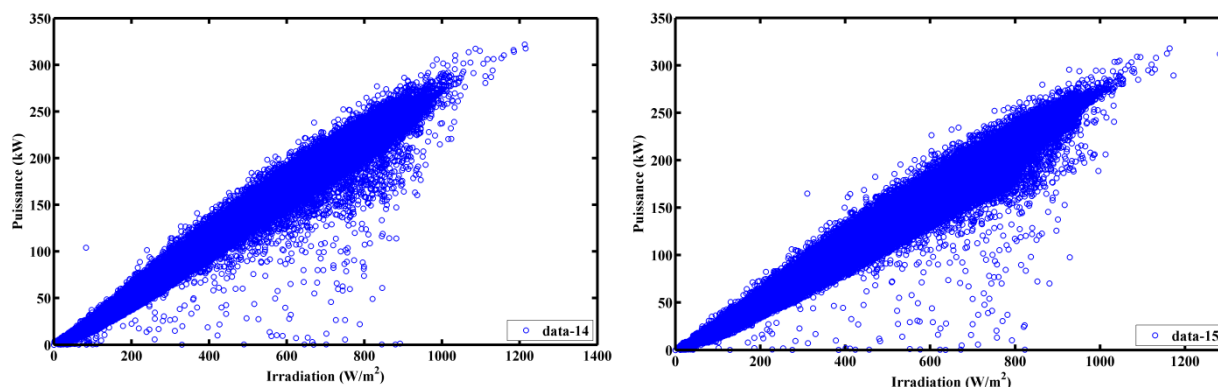


Figure 2.24 - Nombre de points restant après filtrage des valeurs aberrantes 2014 (gauche), 2015 (droite)

2.4.6- Evolution du délestage du réseau électrique de Djibouti

Le délestage est un phénomène qui affecte la stabilité du réseau qui est soit due à une surconsommation (déséquilibre entre la production et la consommation électrique) soit à un problème technique d'interconnexion comme c'est le cas souvent depuis l'interconnexion entre le réseau djibouto-éthiopien.

Comme on peut observer sur la figure 2.25, le délestage est présent sur toute l'année. Il existe malgré tout un effet saisonnier car il est plus fréquent en saison chaude qu'en saison fraîche. Le mois de mai est le mois où le taux de délestage est le plus élevé avec une moyenne pour les cinq années de 28 h. Ce mois correspond au début de l'été où la stabilité du réseau est fortement impactée par la hausse de la demande d'électricité pour la climatisation en été.

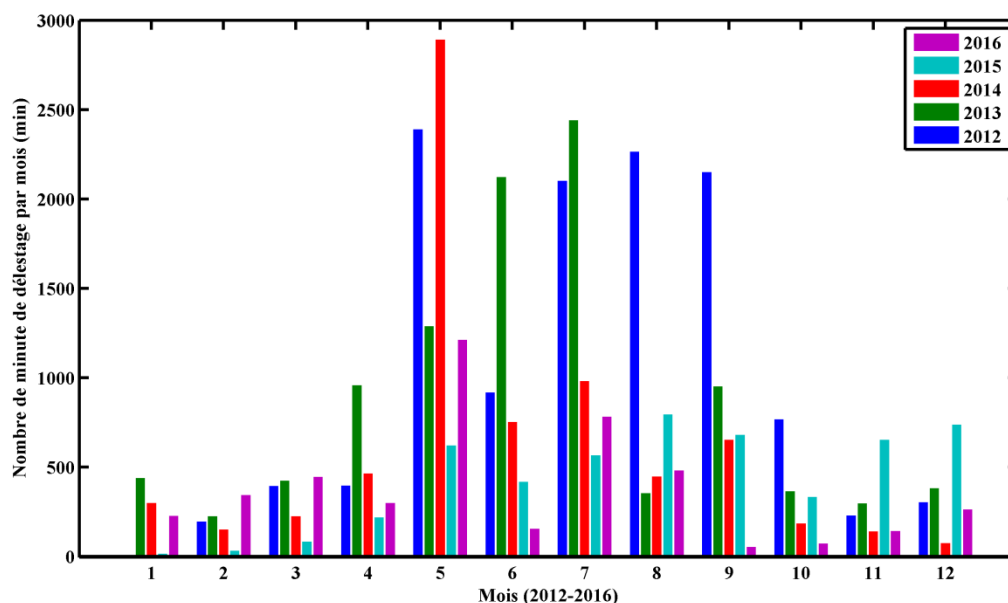


Figure 2.25 - Nombre de minute de délestage du réseau par mois

Au fur des années, on remarque une diminution du délestage, il est passé d'environ 8 jours de délestage par an en 2012 à environ 3 jours par an en 2016 avec un total de 27 jours par an. Par ailleurs, nous constatons une amélioration du réseau djiboutien face au phénomène de délestage certainement due à l'interconnexion. Le tableau 2.3 résume l'évolution du délestage moyen au cours des 5 années d'exploitation de la centrale solaire.

Tableau 2.3 : Délestage moyen en nombre d'heures et de jours par an :

	Délestage en heure/an	Délestage en jours/an
2012	201,8	8,4
2013	170,7	7,1
2014	121	5
2015	85,8	3,6
2016	74,6	3,1

2.5- Conditions environnementales de l'installation PV

Pour réaliser l'analyse des conditions environnementales du site, dans cette partie nous interprétons les données issues des différents capteurs (pyranomètre, thermomètre, anémomètre et girouette).

2.5.1- Analyse de la température et des rayonnements solaires sur le site

Afin de comprendre l'environnement dans lequel évolue l'installation solaire photovoltaïque, nous avons illustré sur la figure 2.26 le rayonnement solaire global mensuel sur le plan des modules (I_{POA}) et la température ambiante (T_{amb}) enregistrés pendant les heures

d'ensoleillement durant les quatre premières années (février 2012-août 2015) d'exploitation de la centrale. I_{POA} est mesuré par un pyranomètre à thermopile (large sensibilité spectrale). Sur ce graphique, nous observons une alternance entre T_{amb} et I_{POA} avec une augmentation de T_{amb} et une diminution de I_{POA} en période estivale et une diminution de T_{amb} et une augmentation de I_{POA} en saison fraîche. La température se situe entre un minimum de 29,4 °C en janvier 2015 et un maximum de 40,6 °C en juillet 2013. La quantité de rayonnement solaire reçue varie entre 4,6 kWh/m² par jour pour juillet 2013 et 6,4 kWh/m² par jour pour le mois d'avril 2015. La température ambiante moyenne sur site et l'irradiation reçue sont respectivement de 34 °C et 5,6 kWh/m² par jour, avec une variation saisonnière respective de l'ordre de 11 °C pour T_{amb} et de 1,8 kWh/m² par jour pour I_{POA} . La température ambiante maximale est atteinte pendant les périodes de rayonnement solaire les plus faibles. Pendant les mois de juin à août, la réduction du taux de rayonnement solaire atteignant les modules solaire PV est due à la nébulosité du ciel induit par la levée de poussière causée par le Khamsin (vent chaud et sec se déroulant pendant 50 jours entre juin et août).

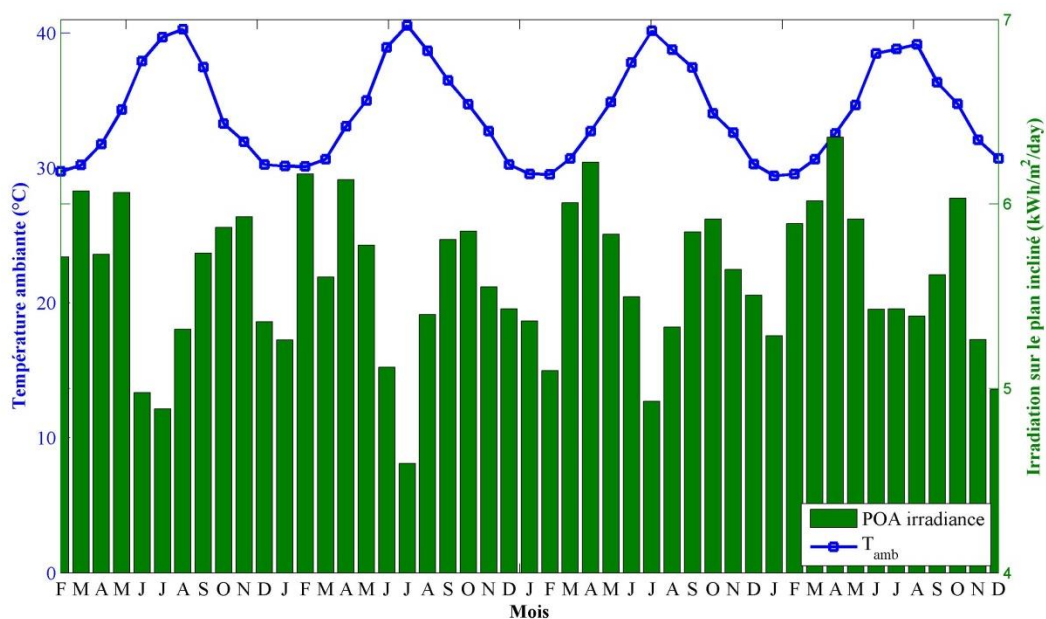


Figure 2.26 - Température ambiante et irradiation mensuelle enregistrées sur le site de la centrale solaire

2.5.2- Ajout d'instrumentation

En janvier 2015, nous avons complété les instrumentations existantes de la centrale solaire avec des instruments pour la mesure de la vitesse et la direction du vent et la température des modules. Les modules centraux ont été choisis afin d'éviter les effets de bords. L'instrumentation préétablie de la centrale solaire était insuffisante pour approfondir nos

recherches quant à la compréhension des phénomènes environnementaux du site de la centrale solaire. L'ajout de cette nouvelle instrumentation, nous a permis de confronter le modèle existant de température intégré au sein du modèle numérique de base avec les données expérimentales, puis de développer un modèle empirique de température de module (chapitre 5). Pour la mesure du vent, nous avons utilisé un anémomètre et une girouette que nous avons installés sur un mât de 6 m de hauteur à côté de la salle de contrôle (figure 2.27). Pour la mesure des températures des modules, nous avons utilisé 6 thermocouples de type K sur quatre modules d'une rangée PV de la centrale solaire (figure 2.28). Quatre thermocouples sont placés sur la face arrière et deux thermocouples sont placés sur la face avant des modules PV.



Figure 2.27 - Anémomètre et girouette

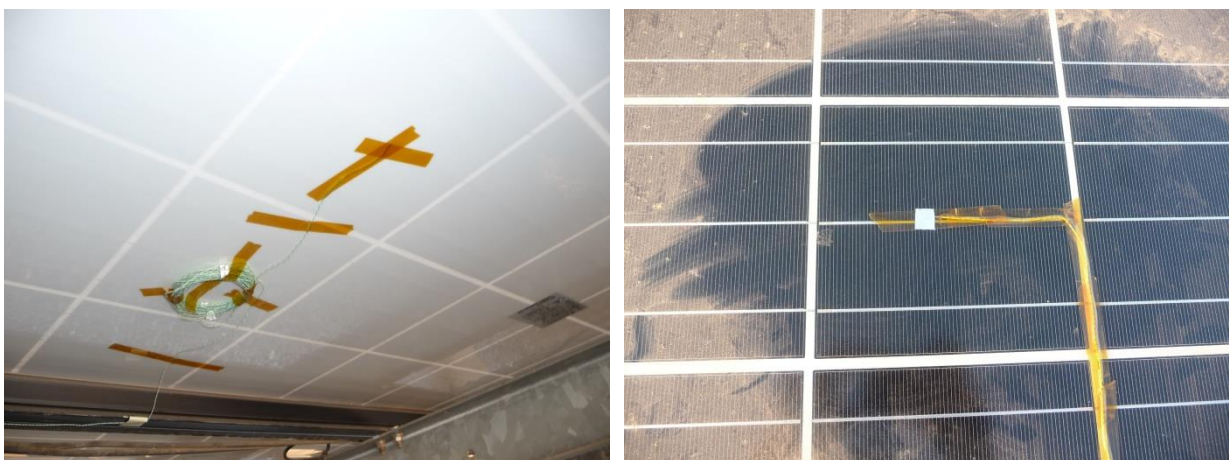


Figure 2.28 - Thermocouple sur la face arrière (gauche) et sur la face avant (droite) des modules PV

Pour des mesures fiables de température des surfaces des modules PV, il est important d'assurer un bon contact thermique avec les sondes, et de protéger des sondes d'autres sources de chaleur (telle que le rayonnement solaire) tout en évitant de modifier les propriétés thermiques de la surface (notamment concernant l'émissivité à grande longueur d'onde). Au lieu d'utiliser des thermocouples préfabriqués, les jonctions de fil de thermocouple ont été soudées puis collées sur les modules. Pour le collage des thermocouples sur les modules, nous avons utilisé un ruban adhésif de Kapton 92 (figure 2.28). Nous avons choisi ce type de ruban pour le collage car il est résistant à des températures extrêmes de (-50°C à +180°C), il assure un bon contact mécanique avec les modules PV, et l'impact concernant l'émissivité est moins important que des scotchs métalliques. Pour les sondes installées sur la face avant des modules, les jonctions ont été protégées par un carré de scotch aluminium pour les mettre à l'abri du rayonnement de courte longueur d'onde (CLO). Nous avons positionné les fils des thermocouples sur la face avant en suivant l'espacement entre les cellules et les connexions afin d'éviter de couvrir les cellules, ce qui réduirait le rendement des modules concernés.

Le montage choisi pour la mesure est représenté sur la figure 2.29. Sachant qu'un thermocouple est un montage exploitant l'effet Seebeck pour la détermination de la température. Les points de mesures (soudures chaudes) des thermocouples sont directement collés à la surface des quatre modules PV comme indiqué précédemment. Nous avons placé les jonctions froides des thermocouples dans un bloc isotherme (boîte de référence), afin que les températures des jonctions froides soient plus stables et homogènes. Afin de déterminer la température de la soudure chaude, il est nécessaire de connaître la température des « soudures froides ». Pour cela nous avons installé une PT100 qui permet de contrôler la température des jonctions froides au sein de la boîte de référence. Puis nous avons reporté les soudures froides aux bornes de l'appareil de mesure à l'aide de câbles de compensation en cuivre. L'ensemble bloc isotherme et système d'acquisition est installé dans la salle de contrôle. Le PC dédié à l'acquisition communique avec le châssis Agilent via une interface Labview VI se composant d'une simple boucle d'acquisition.

Chacun de ces capteurs est relié à des systèmes d'acquisition. "NRG system symphonie plus" (annexe A.11) pour l'acquisition des données de la vitesse et la direction du vent et d'un multiplexeur 34901A (annexe A.12) intégré à un "Agilent 34970A" pour l'acquisition des données de la température des modules (figure 2.30).

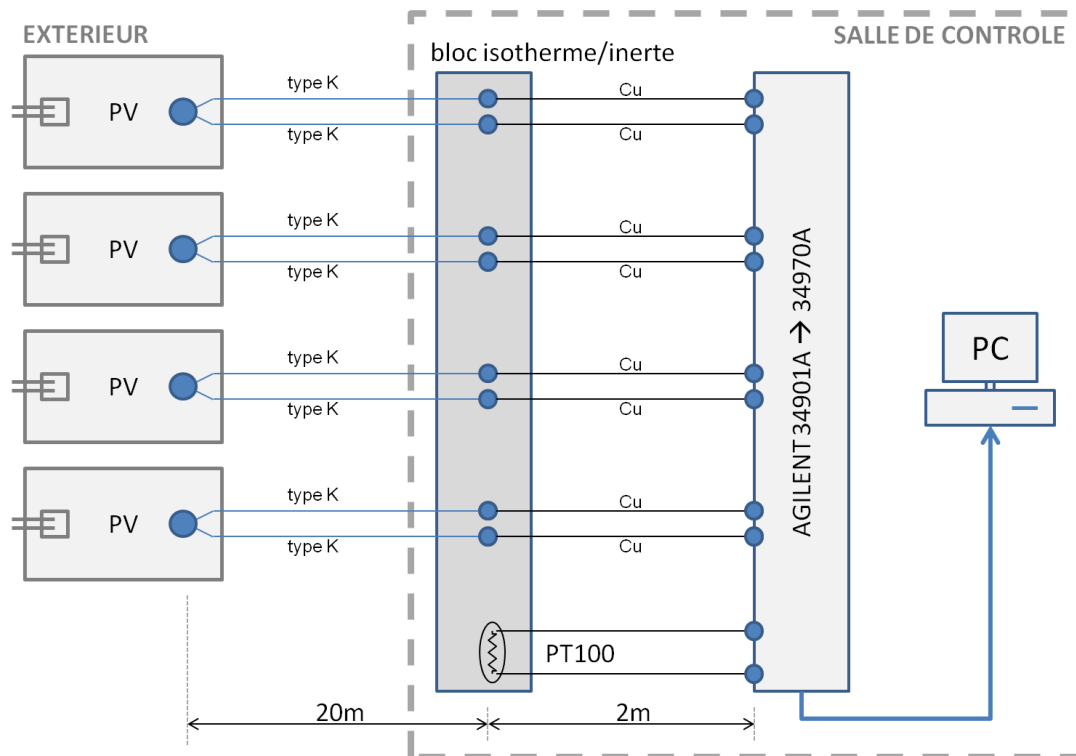


Figure 2.29 - Montage des thermocouples



Figure 2.30 - Systèmes d'acquisitions de vitesse et direction du vent et températures des modules

2.5.3- Mise en place et analyse des données issues des capteurs des températures des modules

Les capteurs de température sont étalonnés par rapport à une PT100 dans un bain à 0°C et un autre à 40°C. Les différentes mesures des thermocouples ont été corrigées par rapport à l'étalon et ainsi nous appliquons ces corrections à toutes les mesures prises sur les modules

PV. L'enregistrement se fait avec un pas de 1 minute pour chaque thermocouple. La figure 2.31, représente les mesures après correction des six thermocouples pour une période de six jours consécutifs (1 février au 5 février 2015). TC1 et TC5 sont installés sur la face avant des modules et TC2, TC3, TC4 et TC6 sur la face arrière des modules.

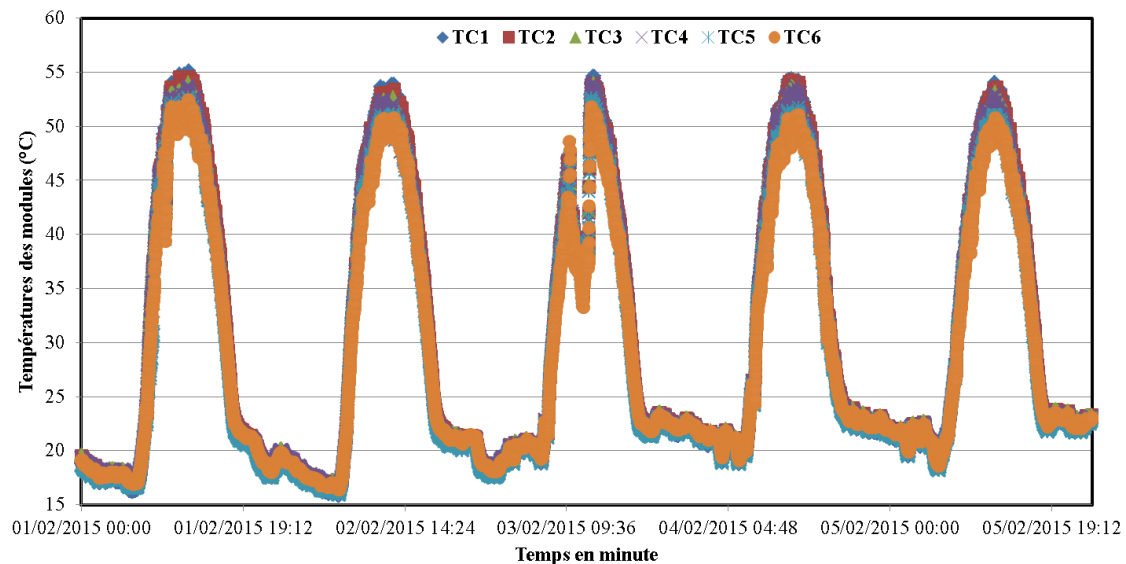


Figure 2.31 - Mesure des températures des modules des 6 thermocouples

2.5.4- Analyse de la vitesse et de la direction du vent du site

- **Caractéristiques de la distribution de la vitesse du vent**

La présentation des données du vent utilise souvent la distribution de Weibull comme outil pour représenter la distribution de fréquence de la vitesse du vent sous une forme compacte. La distribution de Weibull à deux paramètres (k et c) s'exprime mathématiquement comme suit:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (2.1)$$

où $f(V)$ est la fréquence de distribution de la vitesse du vent (V). Les deux paramètres de Weibull sont habituellement désignés comme le paramètre d'échelle c (exprimé en m/s) et le paramètre de forme k (adimensionnel).

La distribution Weibull cumulée $F(V)$ donne la probabilité que la vitesse du vent dépasse la valeur V et est donnée par l'expression:

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (2.2)$$

- **Fréquence de distribution**

La figure 2.32 représente la fréquence de distribution annuelle de la vitesse du vent et la probabilité de distribution de Weibull de la vitesse du vent. Les paramètres k et c caractérisent le potentiel du vent du site étudié. Ils sont de 1,7 et 3,1 m/s respectivement pour k et c . Les vitesses comprises entre 4 et 5 ont la plus grande fréquence de distribution de l'ordre de 23%.

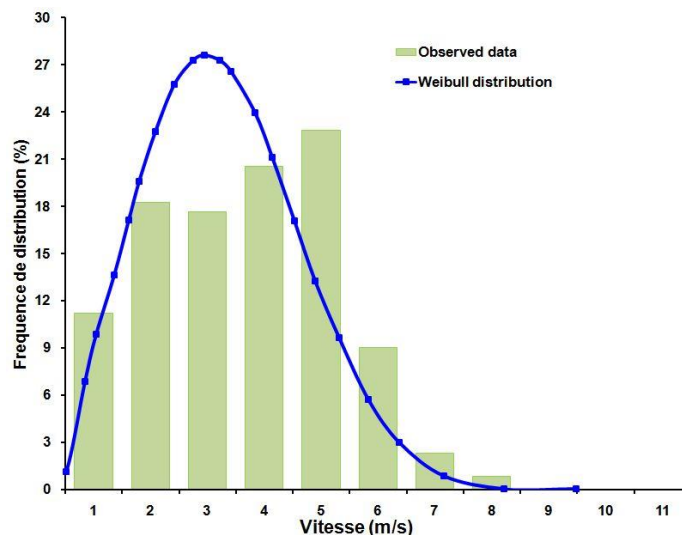


Figure 2.32 - Courbe de distribution Weibull

- **Direction du vent**

La direction du vent sur le site indique un vent dominant sud-est tout au long de l'année avec un vent de sud-ouest principalement pendant l'été dominé par le Khamsin : vent chaud et sec soufflant de l'ouest.

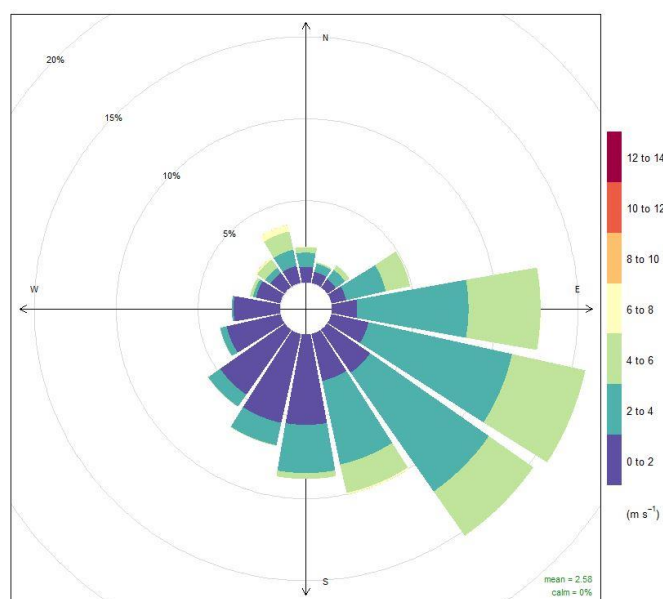


Figure 2.33 - Direction de la vitesse du vent

- **Vitesse du vent mensuelle**

Sur la figure 2.34, nous montrons la vitesse du vent mensuelle mesurée à une hauteur de 6 m sur le site de la centrale solaire pour l'année 2015. La vitesse moyenne du vent sur le site de la centrale solaire est de 2,6 m/s avec un minimum de 2,3 m/s atteint en avril et un maximum de 2,8 m/s en février. Ces constatations de la vitesse du vent montre que le site de la centrale solaire PV est bien ventilé.

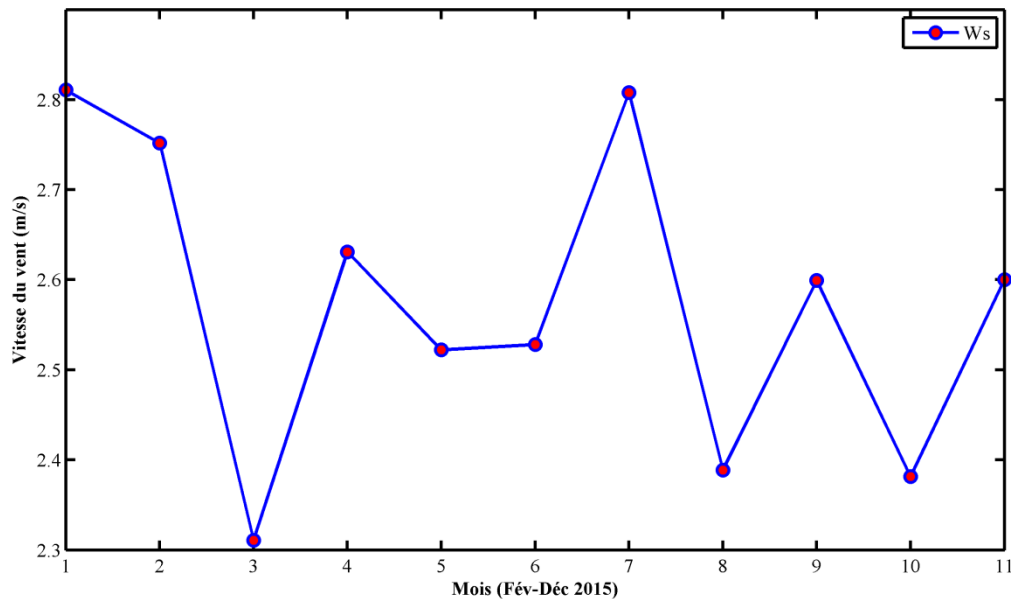


Figure 2.34 - Vitesse du vent moyenne mensuelle

2.5.5- Aperçu des données de vitesses et de températures

Sur la figure 2.35, nous observons l'évolution horaire de la température ambiante (T_{amb}), de la température des modules (T_{mod}) et de la vitesse du vent. On observe sur cette figure que la température des modules est linéairement corrélée à la température ambiante. La température des modules est plus élevée en période de journée que la température ambiante avec un écart d'environ 20°C pendant les périodes de pics. Par contre, en soirée c'est T_{amb} qui plus élevée que T_{mod} . On observe également que la vitesse de vent est plus élevée en journée qu'en soirée où elle est inférieure à 1,5 m/s.

Les différentes observations de conditions environnementales du site vont nous permettre de mieux comprendre l'évolution des performances dans les prochains chapitres.

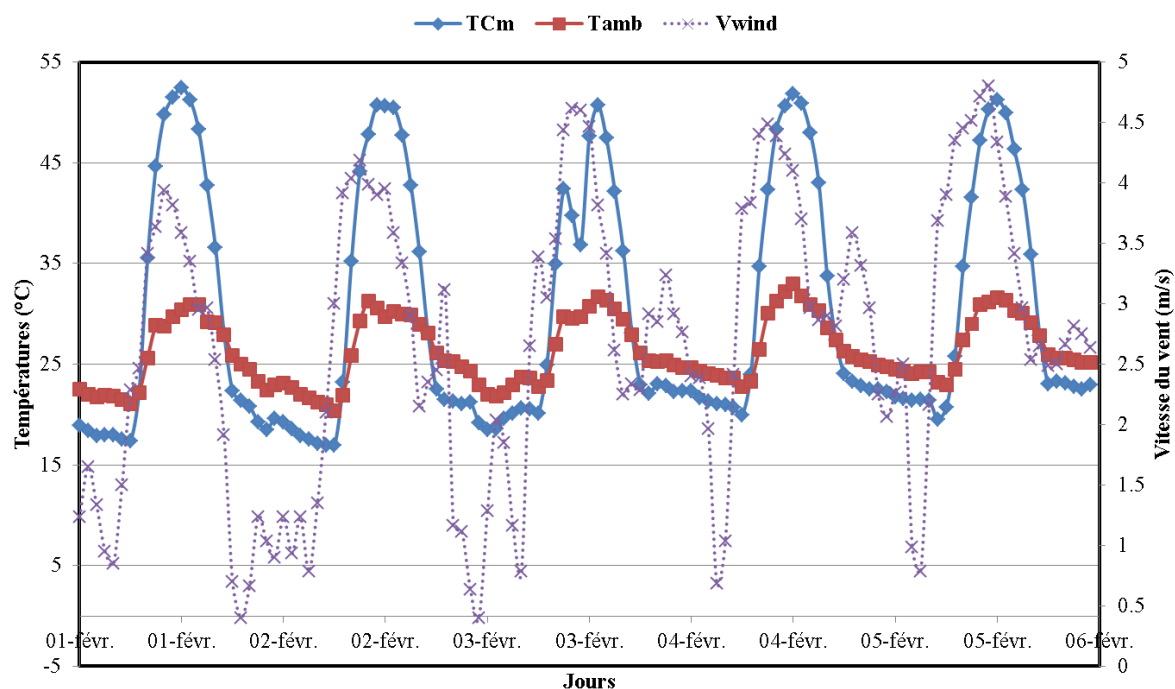


Figure 2.35 - Séquence de mesure de la température ambiante, la température des modules et de la vitesse de vent

2.6- Conclusion

L'intérêt principal de ce chapitre était de cerner la centrale solaire PV, son environnement et les données qui en découlent. Pour cela, une présentation des différentes installations de la centrale solaire PV connectée au réseau a été faite, afin de montrer le cheminement du courant photovoltaïque des panneaux jusqu'à la connexion au réseau et présenter les différents modes de fonctionnements. Par la suite, les opérations de maintenance et d'entretien sont présentées. Par ailleurs, les données issues du monitoring de la centrale solaire ont été analysées à l'aide d'une technique de fouille de données. Les valeurs considérées comme aberrantes (niveaux de flux solaires, températures physiquement impossibles, valeurs non mesurées en raison d'une défaillance temporaire du système d'acquisition ou du réseau électrique, etc.) ont été identifiées et supprimées afin d'obtenir des données fiables et reflétant les conditions réelles d'exploitation de l'installation solaire PV. Le comportement du délestage du réseau sur la centrale a été caractérisé et l'analyse de son évolution au cours des cinq années a montré qu'il a diminué en passant de 8,4 jours en 2012 à 3,1 jours en 2016. Ceci est en partie lié à l'interconnexion du réseau électrique Djibouto-Ethiopien. Les données environnementales du site sont également analysées en termes des quantités d'irradiations reçues et de la température ambiante. Il a été constaté que la température ambiante maximale est atteinte

pendant les périodes de rayonnement solaire le plus faible et vice versa. Des capteurs de mesures de la vitesse du vent et de la température des modules ont été ajoutés pour compléter l'instrumentation de la centrale solaire. Ce qui nous va permettre d'établir un modèle de température des modules (chapitre 5).

Dans les chapitres suivants, nous analyserons les différents paramètres de performances de la centrale solaire, ensuite nous allons évaluer le taux de dégradation au cours du temps suivant les méthodes PR et PVUSA, pour enfin atteindre un modèle de centrale solaire.

Chapitre 3 : Analyse de performances réelles de la centrale solaire de 302,4 kWc raccordé au réseau électrique de Djibouti

3.1- Introduction

Afin de comprendre d'une part, les performances des systèmes de génération d'électricité à base d'énergie solaire et, d'autre part, l'impact du climat local, l'installation pilote photovoltaïque de 302,4 kWc raccordée au réseau va être étudiée. Cette installation est unique dans cette région et représente un outil de recherche et de développement pour le Laboratoire des Energies Nouvelles et Renouvelables (LENR) du CERD.

Etant donné que cette centrale photovoltaïque est la première installation photovoltaïque reliée au réseau électrique de Djibouti, aucune donnée n'est disponible sur les performances réelles des systèmes photovoltaïques à Djibouti ou dans les mêmes conditions climatiques des régions côtières de la corne africaines. Le but de ce chapitre est de comprendre le fonctionnement d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau, dans des conditions climatiques potentiellement préjudiciables et la tenue de ses performances dans le temps (arides, poussiéreuses, avec de très faibles précipitations et une latitude faible et donc une inclinaison faible des panneaux) de Djibouti.

Pour ce faire, nous allons dans un premier temps effectuer un état de l'art des études portant sur l'analyse des performances de centrales solaires PV sous différentes zones climatiques ainsi que de l'influence de l'empoussièrement sur les performances. Dans un second temps, nous présentons les méthodologies d'analyse de performance qui seront implémentées et adaptées à notre cas d'étude. Dans un troisième temps les données issues du monitoring pendant quatre années consécutives (2012 à 2015) ont été analysées sur une base horaire, journalière et mensuelle afin d'évaluer les tendances de performance du système solaire PV sous les conditions climatiques de type désert maritime. Enfin, l'impact des paramètres climatiques ainsi que les pertes dues à l'empoussièrement seront estimés.

3.2- Etat de l'art sur l'analyse de performance sous différentes zones climatiques

La performance des centrales photovoltaïques est liée aux conditions météorologiques in-situ telles que l'irradiation, la température ambiante, l'humidité et la vitesse du vent. Au cours des

dix dernières années, les centrales solaires au sol tendant à se développer, un certain nombre d'études ont été menées sur l'évaluation de la performance de centrales raccordées au réseau et installées dans le monde. Ces études examinent les performances des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau dans différentes conditions climatiques, configurations de montage et technologies PV [35-47].

L'analyse des performances des centrales photovoltaïques sous les conditions climatiques tempérées ont été rapportées dans [35-36]. Mondol et al. [35] ont analysé la performance d'un système photovoltaïque de 13 kWc installé en toiture et raccordé au réseau en Irlande du Nord. Le rendement moyen final (Y_f) et le rapport de performance (PR) du système sur la période de suivi étaient respectivement de 1,69 heure par jour (h/j) et 61%. Dans la même zone climatique, un autre système PV connecté au réseau de 1,72 kWc installé sur un toit plat d'un bâtiment à Dublin en Irlande est présenté par L.M. Ayompe et al. [36]. Les résultats de cette étude indiquent que le rendement final annuel et le rapport de performance étaient respectivement de 2,41 h/j et 81,5%. Le facteur de charge annuel moyen du système était de 10,1%. Une comparaison de performances avec des systèmes PV provenant d'autres pays européens (Irlande du Nord [35], Allemagne [37], Pologne [38]) a montré que le rendement final annuel est plus élevé pour le système installé à Dublin. Cela est en partie lié à la température ambiante basse et à la forte vitesse du vent spécifique du site.

D'autres études ont rapporté les performances sous climat méditerranéen. Kymakis et al. [39] ont évalué la performance d'une centrale solaire raccordée au réseau de 171,36 kWc sur l'île de Crète. Après une année de surveillance, le rapport de performance et les différentes pertes de puissance (température, salissure et disponibilité du réseau) ont été déterminés. Y_f varie entre 1,96 et 5,07 h/j et PR de 58 à 73% avec un taux de PR annuel de 67,36%. Le facteur de charge annuel moyen était de 15,26%. Makrides et al. [40] ont analysé les performances de treize technologies photovoltaïques différentes à deux endroits (Nicosie, Chypre et Stuttgart, Allemagne), toutes reliées au réseau avec une puissance nominale de 1 kWp. Après évaluation, les systèmes photovoltaïques installés à Nicosie ont affiché les rendements énergétiques les plus élevés (4,33 h/j) par rapport à ceux installés à Stuttgart (3,27 h/j). Ceci est corrélé au niveau d'irradiation annuelle plus élevé à Chypre (1997 kWh/m²) par rapport à Stuttgart (1460 kWh/m²). En considération des performances des systèmes PV liées aux recherches susmentionnées, les systèmes PV évoluant sous le climat méditerranéen sont plus

performant que ceux évoluant en climat tempéré. Cela montre que le taux d'irradiation prend le dessus sur la température de fonctionnement.

Plusieurs études sur l'évaluation de la performance ont été entreprises dans des conditions climatiques tropicales et chaudes [41-47]. L'analyse de la performance d'un système photovoltaïque intégré au bâtiment (BIPV) de 142,5 kWc sous le climat tropical de Singapour a été réalisée par Wittkopf et al. [41]. Le PR était de 81%, le rendement du champ PV (Y_a) et le rendement final (Y_f) étaient respectivement de 3,86 h/j et 3,12 h/j. Les rendements du système et des rangées PV étaient de 11,2% et de 11,8%. De plus, l'impact de l'ombrage, l'orientation, l'inclinaison et la température du module PV sont également présentés dans cette étude. La comparaison de performances de différentes technologies PV sous les mêmes conditions climatiques montre que les modules PV à base de silicium hétérojonction à couche mince intrinsèque (HIT) et de silicium amorphe (a-Si) sont plus performantes que les modules à silicium poly-cristallin (p-Si) sous un climat composite (froid en hiver et chaud et humide en été) [42]. Par ailleurs, une étude de Tripathi et al. [43] a montré que les rangées PV basées sur du p-Si sont plus performantes sous un climat chaud que les rangées basées sur du silicium amorphe. Padmavathi et al. [44] ont évalué la performance d'une centrale solaire PV raccordée au réseau de 3 MWp au Karnataka en Inde. Il a été constaté que PR varie entre 61% et 78% respectivement pour les mois de juin et février 2011. Le rendement de référence (Y_r) et Y_f étaient respectivement de 5,36 h/j et de 3,73 h/j. Le facteur de charge de cette centrale PV est de 12,38% pour 2010 et de 15,69% pour l'année 2011. Les performances des systèmes PV ont été évaluées dans les conditions climatiques chaudes et désertiques de Sohar à Oman et Abu Dhabi aux Émirats Arabes Unis [45-46]. Ces travaux ont révélé que le rendement final est respectivement de 5,14 h/j pour Sohar et varie entre 4,5 h/j et 5,57 h/j pour Abu Dhabi. En outre, dans la même région de la péninsule arabique, Al-Otaibi et al. [47] ont présenté une évaluation de la performance sur 12 mois de deux systèmes photovoltaïques (85,05 kWc et 21,6 kWc) connectés au réseau au Koweït. Le rapport de performance varie entre 74% et 85% et le rendement final moyen des systèmes PV est de 4,5 h/j. Pour maintenir ce niveau de performances les rangées PV ont été équipées d'un système de nettoyage automatisé, ce qui a minimisé l'effet de salissures. Le tableau 3.1 résume les paramètres de performance des systèmes photovoltaïques dans les différentes conditions climatiques des travaux susmentionnés. Grâce à ces diverses études, il est possible d'inférer les performances attendues par zone climatique, bien qu'il soit également évident que des niveaux très variables peuvent être observés pour différents systèmes PV dans des zones climatiques similaires.

Dans l'ensemble, les centrales solaires PV opérant dans des zones climatiques chaudes et ensoleillées atteignent les performances les plus élevées en raison des conditions favorables du rayonnement solaire.

Tableau 3.1 : Évaluation des performances des systèmes PV par zone climatique

Location	Type PV - (montage)	Y_f (h/d)	η_{PV} (%)	η_{sys} (%)	PR - (FC) (%)	Référence
Climat tempéré						
Ballymena, Irlande du Nord	mc-Si (toiture)	1,69	7,54	6,39	61	[35]
Dublin, Irlande	p-Si (toiture)	2,4	14,9	12,6	81,5 (10,1)	[36]
Allemagne du Nord	--- (toiture)	1,86	-----	----	66,5	[37]
Varsovie, Pologne	a-Si (toiture)	2,27	4,5-5,5	4,0-5,0	60-80	[38]
Climat méditerranéen						
Île de Crète, Grèce	p-Si (sol)	1,96- 5,07	-----	----	67,36 (15,26)	[39]
Nicosie, Chypre	-----	4,33	-----	----	-----	[40]
Climat tropical et chaud						
Singapour	p-Si (toiture, BIPV)	3,12	11,8	11,2	81	[41]
Gandhinagar, Inde	p-Si (sol)	2,79- 5,14	11,07	10,52	75,3	[43]
Gandhinagar, Inde	a-Si (sol)	2,62- 4,84	6,56	6,06	70,8	[43]
Karnataka, Inde	mc-Si (sol)	3,73	10,1-13,25	9,8-12,3	70 (12,38- 15,69)	[44]
Sohar, Oman	p-Si (toiture)	5,14	-----	----	84,6 (21)	[45]
Abu-Dubai	p-Si	4,507- 5,571	10,3-11,1	-----	-----	[46]
Koweït	CIGS (toiture)	4,5	-----	----	70-85	[47]

3.3- Etat de l'art sur l'effet de l'empoussièrement sur les performances des modules PV

La quantité d'empoussièrement des panneaux est très variable et est corrélée à des multitudes de facteurs (figure 3.1) : caractéristique du site d'installation, l'inclinaison des panneaux, météorologie du site (température ambiante, humidité et vitesse du vent), les propriétés de la poussière, ...etc. [48].

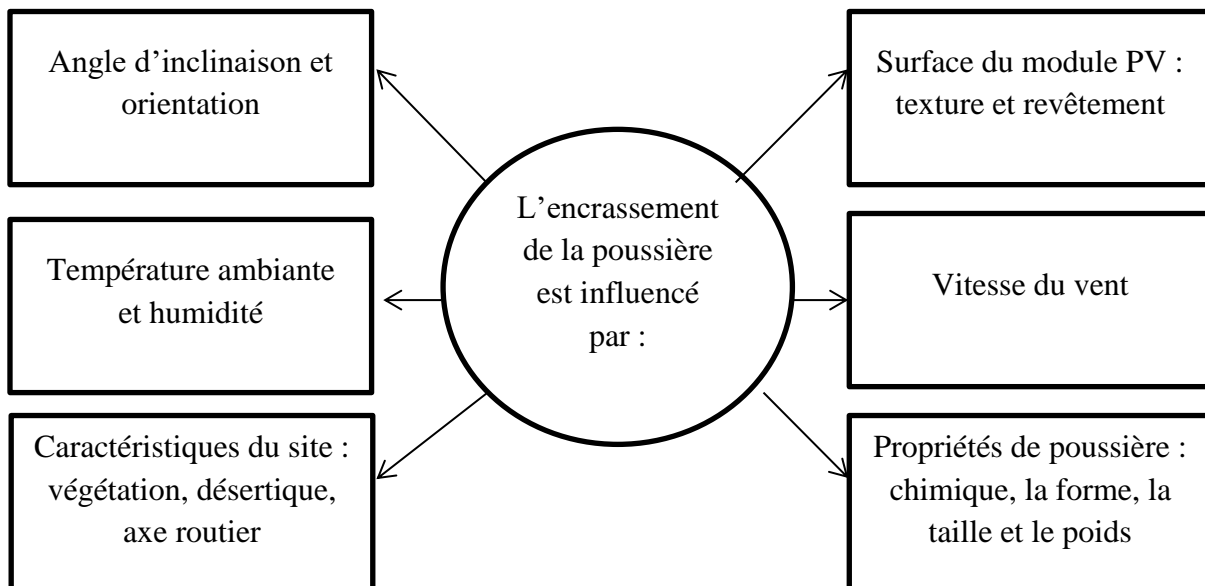


Figure 3.1 - Facteur influençant le dépôt de poussière

L'étude de l'effet de l'empoussièrement (ou salissure) sur les modules PV sur une période de temps nécessite de surveiller les performances des modules PV pendant cette période de temps. En faisant cela, l'effet de l'empoussièrement au fil du temps pourra être quantifié. Des études antérieures ont été menées pour évaluer la perte de performance due à la salissure des modules PV dans différentes régions [49-54]. Dans une étude conduite par Kleissel et al. [49] sur 186 systèmes PV en Californie, il a été révélé que le taux d'empoussièrement moyen, en période sèche, est de 0,051% par jour pour les 186 sites et 7% par an [50]. Kimber et al. [33] a mené une étude de suivi de l'empoussièrement pour les systèmes PV en Californie et dans la région sud-ouest des États-Unis. En utilisant des données issues du monitoring toutes les 15 minutes à partir des sites PV, ils ont considéré la perte due à l'empoussièrement comme la réduction de performance des modules PV dans le temps, après avoir corrigé les performances par rapport à la température du module. Les auteurs ont également constaté que sans la pluie, le rendement des modules PV a diminué de 0,1% à 0,3% par jour en raison de la salissure,

avec un taux moyen des salissures de 0,2% par jour pendant les périodes sèches. Cette constatation de perte journalière équivaut à une perte annuelle d'énergie entre 1,5 et 6,2% selon l'emplacement du système. Une autre conclusion importante de cette étude a été que la perte due à la salissure sur les périodes sèches augmente presque linéairement. Caron et Littmann [51] ont étudié la perte de salissure au cours d'une année pour deux catégories environnementales différentes: une zone désertique et une zone densément agricole. L'étude a révélé que dans la région densément agricole, le taux d'empoussièrement mensuel était de 11,5%, contre 1% dans la région faiblement désertique. Dans une étude plus récente, effectué dans le désert d'Atacama (Chili) sur différentes technologies, il a été rapporté par Fuentealba et al. [52] que le rapport de performance (PR) a diminué de 4,8% par mois pour la technologie de couche mince et à un taux de 6,2% par mois pour la technologie multi-cristalline, en raison de l'accumulation de poussière et des températures extrêmes.

Les études de suivi des salissures sont des études à court terme pour un mois ou deux, et elles pourraient également être à long terme pour un an ou plus. Un exemple à court terme est une étude menée dans la campagne du sud de l'Italie par Pavan et al. [53] où deux centrales solaires de 1 MWc ont été surveillées pendant 8 semaines. Des pertes des performances résultantes de 6,9% et 1,1% ont été constatées pour la centrale construite sur un sol sablonneux et la centrale construite sur un sol plus compact, respectivement.

Les études à long terme de l'encrassement (empoussièrement) ont l'avantage de réaliser la différence de l'effet de salissure d'année en année, comme cela a été noté dans une étude menée par Townsend et Hutchinson [50] à Davis en Californie. La figure 3.2 montre la salissure de trois années de météorologie différentes: normale, sèche "Dry" et humide "Wet". Un autre avantage des études à long terme de l'empoussièrement est qu'elles montrent une image claire de la tendance commune de la salissure, permettant de trouver une moyenne raisonnablement précise pour le taux de salissure. D'autres exemples d'études intéressantes menées sur une longue période et concernant la salissure ont été révélés dans un article écrit par Scott Canada [54]. La perte de performance due à la salissure a été surveillée dans deux endroits différents en Arizona pendant 20 ans et les taux quotidiens d'empoussièrement des modules PV ont été estimés dans cette zone entre 0,04% et 0,07%.

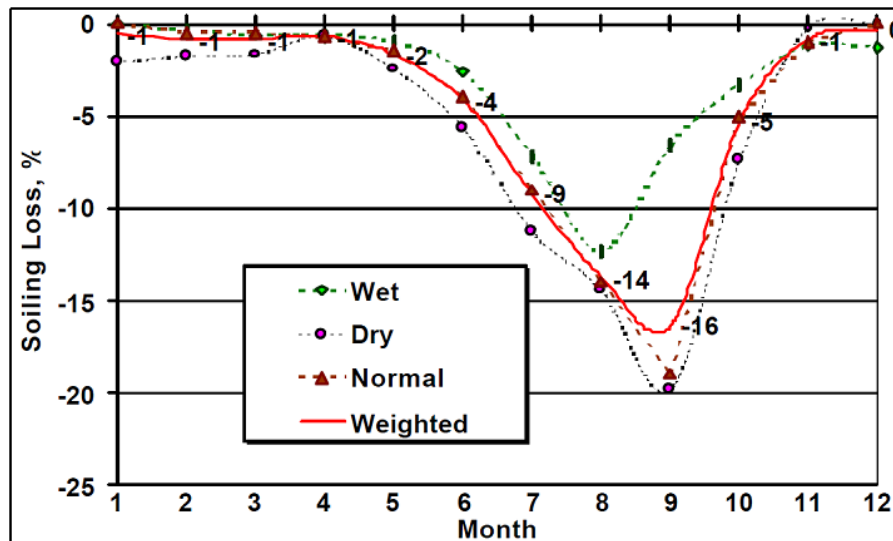


Figure 3.2 - Perte par d'empoussièrment à Davis, Californie [50]

3.4- Méthodologies

La chaîne de conversion du flux d'énergie dans un système photovoltaïque raccordé au réseau se présente suivant l'enchaînement illustré sur la figure 3.3. D'où la nécessité de collecter certains facteurs environnementaux tels que l'ensoleillement sur le plan inclinée des panneaux, la température ambiante, la température des modules et la vitesse du vent. La tension, le courant et la puissance à l'entrée et à la sortie de l'onduleur sont aussi nécessaire lors d'un monitoring.

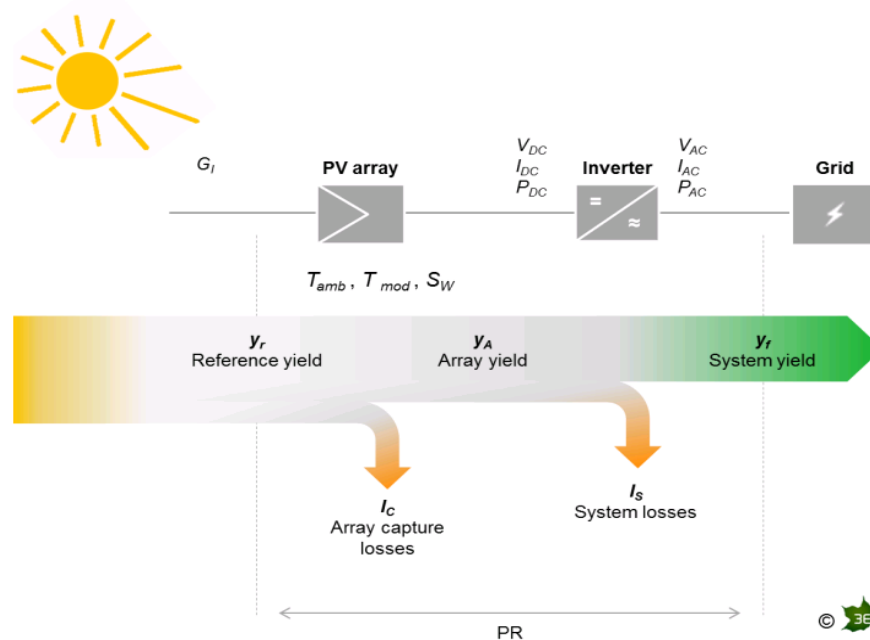


Figure 3.3 - Chaîne de conversion de l'énergie

3.4.1- Performances normalisées

Afin d'analyser les performances d'un système solaire PV, des paramètres de performance ont été spécifiés par l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA) et sont décrits dans les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724 [55]. Ces paramètres sont le rendement de référence (Y_r), le rendement du champ PV (Y_a), le rendement final du système PV (Y_f), le rapport de performance (PR), les pertes du système (L_s) et les pertes diverses (L_c). Ces paramètres sont utilisés pour définir les performances du système dans son ensemble par rapport à la production d'énergie, les ressources solaires et l'effet global des pertes du système photovoltaïque. L'ensemble des mesures de rendement examinées dans cette étude est résumé dans la suite.

- **Rendement de référence : Y_r**

Le rendement de référence est le rapport entre la quantité totale de rayonnement solaire I_{POA} (kWh/m²) arrivant à la surface des panneaux solaires PV et la quantité de rayonnement de référence G_0 (1kW/m²). Ce paramètre représente le nombre d'heures durant lesquelles l'éclairement est égal à celui de référence, Y_r définit la ressource solaire pour le système PV.

$$Y_r = \frac{I_{POA}}{G_0} \quad (3.1)$$

- **Rendement du champ PV : Y_a**

Le rendement du champ PV est défini comme le rapport entre l'énergie totale générée E_{DC} (kWh) par les rangées PV pour une période définie (jour, mois ou année) et la puissance nominale P_0 (kW_c) des rangées sous les conditions standard (STC : irradiation : 1000 W/m², 25°C température ambiante et spectre de référence AM 1.5-G).

$$Y_a = \frac{E_{DC}}{P_0} \quad (3.2)$$

- **Rendement final du système PV : Y_f**

Le rendement final correspond à l'énergie totale produite par le système PV, E_{AC} (kWh) par rapport à la puissance nominale installée P_0 (kW_c). Cette quantité représente le nombre d'heures pendant lesquelles le champ PV devrait fonctionner à sa puissance nominale.

$$Y_f = \frac{E_{AC}}{P_0} \quad (3.3)$$

Les mesures ci-dessus sont combinées pour fournir un deuxième ensemble d'indicateurs de performance.

- **Rapport de performance : PR**

Le rapport de performance PR indique l'effet global des pertes sur la production énergétique des rangées d'un système PV. Les valeurs de PR indiquent à quel point un système PV approche les performances idéales dans des conditions réelles d'exploitation. PR est défini par le ratio entre le rendement final et le rendement de référence, c'est une quantité adimensionnelle.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (3.4)$$

- **Les pertes du système par conversion : L_S**

Les pertes du système L_S sont dues aux pertes par conversion des onduleurs (courant continu-courant alternatif) et elles sont définies par la différence entre le rendement du champ PV (Y_a) et le rendement final Y_f .

$$L_S = Y_a - Y_f \quad (3.5)$$

- **Les pertes diverses : L_C**

Les pertes diverses L_C sont définies par la différence entre le rendement de référence et le rendement du champ PV. Elles représentent les pertes dues aux : températures des panneaux, câblages, ombrage partiel, pertes spectrales, la salissure, erreurs dans la recherche du point de puissance maximale, de conversions (DC-AC), etc.

$$L_C = Y_r - Y_a \quad (3.6)$$

Le rendement de l'installation peut être évalué en fonction des rendements distincts du champ PV, du système et de l'onduleur.

- **Rendement du champ PV : η_{PV}**

Le rendement du champ photovoltaïque est le rapport de l'énergie totale générée par les rangées PV (E_{DC}) au produit de la quantité d'irradiation sur le plan des panneaux et de la surface globale du champ photovoltaïque.

$$\eta_{PV} = \frac{E_{DC}}{I_{POA} \times A_a} \times 100\% \quad (3.7)$$

- **Rendement du système PV : η_{SYS}**

Le rendement du système PV est le rapport de l'énergie totale générée par le système PV (E_{AC}) au produit de la quantité d'irradiation sur le plan des panneaux et de la surface globale du champ photovoltaïque.

$$\eta_{SYS} = \frac{E_{AC}}{I_{POA} \times A_a} \times 100\% \quad (3.8)$$

- **Rendement de l'onduleur photovoltaïque : η_{inv}**

L'efficacité de l'onduleur (η_{inv}) est le rapport de l'énergie totale générée par le système PV à l'énergie totale générée par les rangées photovoltaïques.

$$\eta_{inv} = \frac{E_{AC}}{E_{DC}} \times 100\% \quad (3.9)$$

- **Facteur de charge : FC**

Enfin, le facteur de charge (FC) est défini comme le rapport de la production annuelle d'énergie réelle à la quantité d'énergie générée par la centrale solaire photovoltaïque si elle fonctionnait à puissance nominale maximale (P_0) pendant 24 h par jour pendant une année.

$$FC = \frac{E_{AC}}{P_0 \times 24 \times 365} = \frac{Y_f}{8760} = \frac{Y_r \times PR}{8760} \quad (3.10)$$

3.4.2- Méthode PVUSA

Les modèles linéaires peuvent être utilisés pour évaluer la performance réelle des installations PV en transposant la puissance crête aux conditions de référence. Ces modèles comprennent

généralement des coefficients de corrélation pour chaque facteur environnemental qui doivent être estimés par la régression. Il existe d'autres modèles, tel que SANDIA [56] qui suppose des corrélations plus élaborées. Le modèle d'évaluation de PVUSA est couramment utilisé pour évaluer les installations, et a été initialement développé pour les zones climatiques de l'Amérique du Nord [57]. PVUSA est une méthode de transposition aux conditions de référence pour l'évaluation des performances d'un système PV. Elle utilise des données météo du site (irradiation sur le plan des panneaux, température et vitesse de vent) pour l'évaluation de la puissance aux conditions test (PTC= " PVUSA Test Conditions" en anglais ou "Conditions Test d'utilisation de PVUSA") définies dans le tableau 3.2. L'évaluation comprend un modèle simple de puissance en fonction des quantités de rayonnement, de la température ambiante et de la vitesse du vent (équation 3.11).

$$P = I_{POA} \times (A + B \times I_{POA} + C \times T_{amb} + D \times W_S) \quad (3.11)$$

L'analyse du modèle PVUSA rapporté dans cette étude ne tient pas compte de la vitesse du vent, qui contribue généralement à 0,4% du total de la puissance PVUSA calculée [58].

$$P = I_{POA} \times (A + B \times I_{POA} + C \times T_{amb}) \quad (3.12)$$

L'équation (3.13) représente une autre mesure de performance qui décrit la puissance de sortie en fonction de l'irradiation sur le plan des rangées PV et de la température du module.

$$P = I_{POA} \times (K1 + K2 \times T_{mod}) \quad (3.13)$$

où:

P: puissance de sortie (kW)

I_{POA} : Irradiation sur le plan incliné (W/m^2)

T_{amb} : température ambiante ($^{\circ}C$)

W_S : vitesse du vent (m/s)

T_{mod} : température des modules ($^{\circ}C$)

A, B, C, D, K1 et K2: constantes de régression

Une régression linéaire est effectuée afin de déterminer les constantes A, B, C, D, K1 et K2, et la puissance attendue peut alors être prédite.

Tableau 3.2 : Conditions Test PVUSA (PTC)

Irradiation	Température	Vitesse du vent
1000 W/m ²	20 °C	1 m/s

Afin de limiter les effets spectraux, seuls les points correspondant à un rayonnement supérieur à 500 W/m² sont utilisés pour l'évaluation du modèle empirique. Cette méthode exploite les données d'instantanés pendant lesquels la production est importante. Conséquemment, très peu de données sont retenues pour le calcul pour les jours nuageux et donc, la signifiante statistique des résultats est très discutable pour ces jours. Pour une série de données étendues de l'ordre d'une à plusieurs années, ceci peut introduire un biais pour les jours ensoleillés.

Afin d'analyser la performance de l'installation solaire photovoltaïque de 302,4 kWc raccordée au réseau, les données recueillies pendant quatre années de monitoring (du 1er février 2012 au 31 décembre 2015) sont utilisées. Ces données sont enregistrées avec un pas d'une minute et contiennent des paramètres électriques (E_{DC} et E_{AC}) et environnementaux (I_{POA} et T_{amb}). Avant leur analyse, ces données ont été prétraitées pour supprimer tous les valeurs aberrantes qui ne correspondent pas au bon fonctionnement de l'installation solaire (voir chapitre 2, section 2.4). De tels comportements anormaux incluent l'échec de l'instrumentation, les délestages du réseau électrique et les arrêts volontaires de l'installation photovoltaïque pour maintenance ou autre interruption involontaire. Les paramètres de performance calculés sont normalisés sur une base journalière.

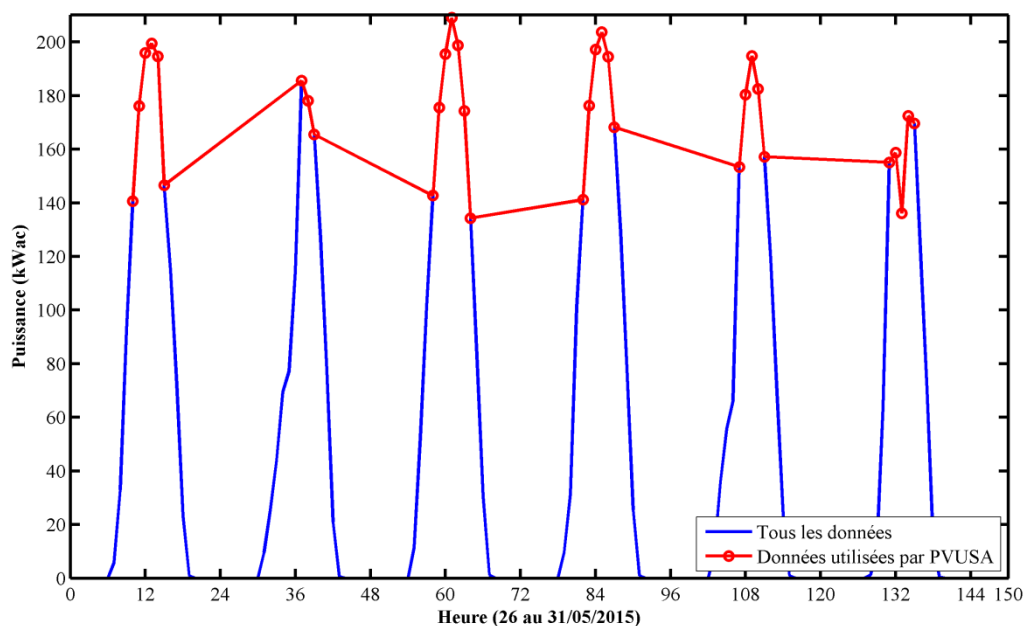


Figure 3.4 - Méthode PVUSA appliquée à une séquence de 6 jours consécutifs

Dans ce qui suit, nous allons tout d'abord présenter les performances avant et après filtrage des valeurs aberrantes. En sus, nous allons présenter l'analyse des performances sur les quatre premières années d'exploitation afin de ressortir les performances réelles de la centrale PV sous la condition climatique désertique maritime.

3.5- Analyse des performances horaires, journalières et mensuelles

Suite au travail réalisé dans le chapitre 2 (section 2.4) sur la fouille de données effectuées sur les données à la minute pour détecter les périodes de délestage ou les autres périodes correspondant à d'autres anomalies du système PV. Dans cette partie, on se propose d'effectuer l'agrégation des données sur des registres horaires, journaliers et mensuels. Nous observerons également l'impact du filtrage sur les performances de la centrale solaire.

Dans un premier temps nous observons les données horaires des puissances avant et après filtrage des valeurs aberrantes.

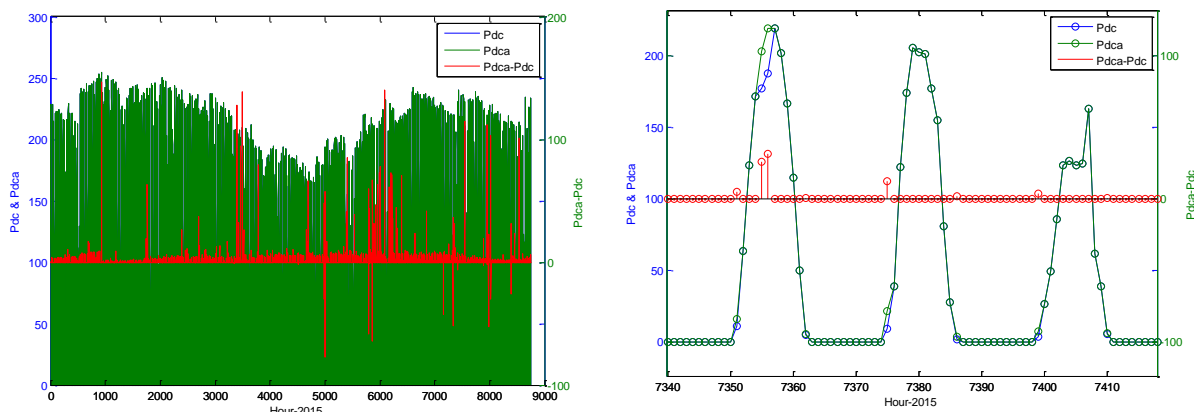


Figure 3.5 - Puissance DC horaire avant et après filtrage

La figure de gauche représente l'évolution de la puissance des modules PV avant prétraitement de données (P_{dc}), après filtrage des valeurs aberrantes (P_{dca}) et l'écart entre P_{dca} (courbe en vert) et P_{dc} (courbe en bleu). L'écart moyen estimé est de 0,7 kW avec un minimum $|-77|$ kW et un max de 147 kW.

La figure de droite correspond à un zoom sur trois jours des puissances horaires P_{dc} et P_{dca} présentées sur la figure de gauche. Ces jours correspondent du 03/11/2015 au 05/11/2015. Sur le premier jour, on observe que la centrale solaire a subi un délestage du réseau électrique entre 10h49 et 11h05 (voir figure 2.17 du chapitre 2). Pour ce jour, on observe un léger décrochage de la courbe bleu dû au délestage. En même temps, nous observons que ce décrochage est inexistant sur la courbe verte (P_{dca}) après qu'on ait filtré et moyenné par rapport au nombre de minutes où le réseau est disponible. Suivant les constatations du site,

le deuxième jour correspond à un jour normal et le troisième jour à un jour pluvieux. Pour l'ensemble des trois jours, nous observons un délai au début et en fin de journée entre P_{dca} et P_{dc} dû au délai entre le lever et le coucher du soleil et les périodes de démarrage et d'arrêt de la centrale solaire comme observer dans le chapitre 2 section 2.4.

La figure 3.6 montre l'agrégation des données sur une base journalière. La production énergétique journalière maximale de la centrale après filtrage atteint 1906 kWh avec une moyenne annuelle de 1499 kWh pour 2015. L'écart maximal journalier entre P_{dca} et P_{dc} est de 284 kWh avec un écart moyen de 48.51 kWh.

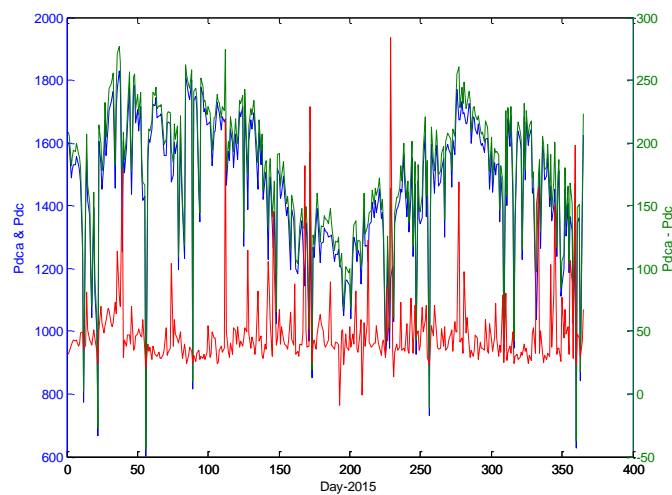


Figure 3.6 - Production énergétique journalière avant (bleu) et après (vert) filtrage

Les figures 3.7 représentent le rendement final en fonction du rendement de référence horaire (figure de gauche) et journalier (figure de droite) pour l'année 2015. Nous représentons également 3 paliers du rapport de performance (PR=1, PR=0,7, PR=0,6). D'après ces deux figures, nous pouvons constater que les données après filtrage ont des PR supérieures à 0,7. Un PR qui tend vers 1 correspond à un système qui s'approche des performances sous les conditions STC et un PR inférieur à 0,7 doit être suspecté de dysfonctionnement de certains composants de la centrale solaire (panneaux ou onduleurs), d'ombrage ou d'empoussièrment excessif des panneaux solaires, etc.

La figure 3.8 représente les données mensuelles du rendement final avant filtrage (Y_f) et après filtrage (Y_{fa}) des valeurs aberrantes. Ces données mensuelles ont été normalisées par rapport au nombre de jour. Le rendement final est le rapport de l'énergie produite sur la puissance nominale. Ce rendement a été évalué pour les années 2014 et 2015. La courbe en rouge correspond l'écart entre Y_{fa} et Y_f . Pour l'année 2014, Y_f varie entre un minimum de

3.5 heures par jour (h/j) et un maximum de 4.9 h/j. Y_{fa} varie de 3.7 à 5.1 h/j. L'écart moyen entre Y_{fa} et Y_f est d'environ 0.18 h/j. L'écart maximum entre Y_f et Y_{fa} est atteint en mai 2014 ce qui correspond au mois où il a eu le plus de délestages (chapitre 2, figure 2.24). Pour 2015, Y_f varie entre un minimum de 3.75 h/j et un max de 4.99 h/j et Y_{fa} varie de 3.9 h/j à 5.14 h/j. L'écart moyen entre Y_{fa} et Y_f est d'environ 0.15 h/j. L'écart maximum entre Y_{fa} et Y_f est atteint en mai 2015. D'où, nous récupérons environ 0.15 à 0.2 h/j pour ces deux années après prétraitement des données.

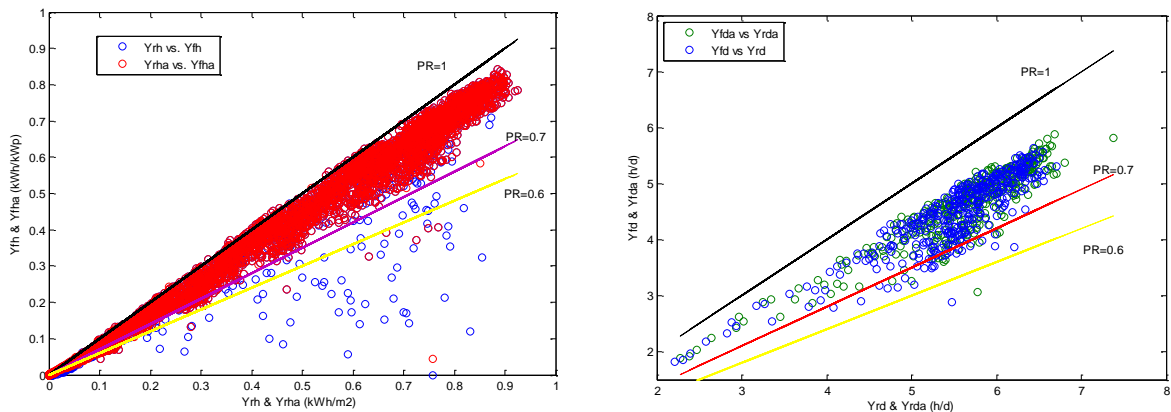


Figure 3.7 - Rendement final en fonction du rendement de référence horaire (fig. gauche) et journalier (fig. droite)

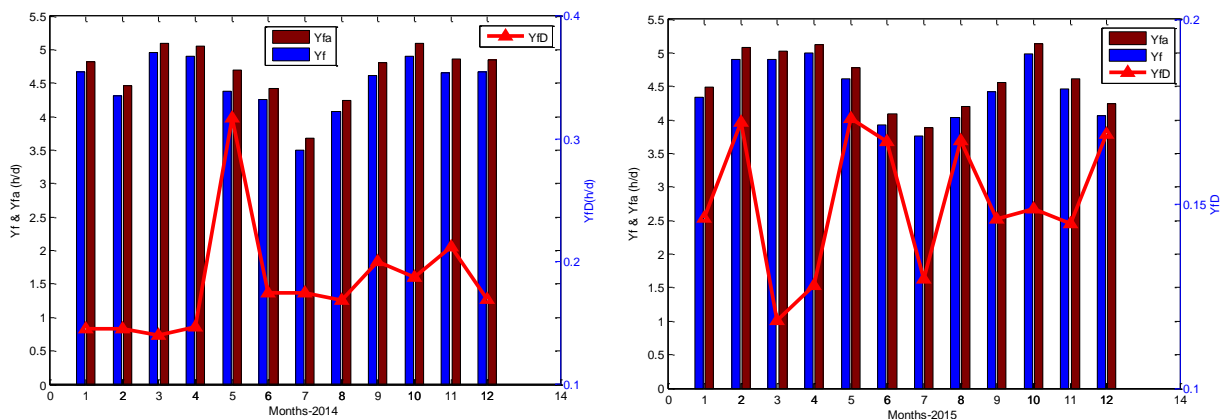


Figure 3.8 - Rendement final avant et après filtrage

Nous avons également évalué le rapport de performance avant (PR) et après filtrage (PR_a) des valeurs aberrantes pour 2014 et 2015. L'écart minimum entre PR_a et PR est observé pour les mois de janvier 2014-2015 (figure 3.9). C'est un mois où l'intensité de délestage est très faible avec des conditions environnementales optimales. Les écarts sont optimaux avec 4.7% (mai-14) et 2.5% (sept-15). La moyenne annuelle PR après filtrage est de 83.42 % et de 81.62 % respectivement pour l'année 2014 et 2015. On observe qu'on a une légère diminution de PR entre 2014 et 2015 d'environ 2%, nous allons vérifier si nous avons toujours ce

mouvement descendant des PR en analysant les performances de l'ensemble des années de monitoring.

Dans un premier temps, la fouille de données nous a permis de définir certains critères d'identification des valeurs aberrantes (chapitre 2). Après identification, les données aberrantes ont été supprimées du jeu de données. Ensuite, l'évaluation des performances avant et après filtrage a montré des performances plus élevées après filtrage des valeurs aberrantes. Pour cela, nous allons utiliser les données prétraités (après filtrage) dans le reste de ce travail de thèse.

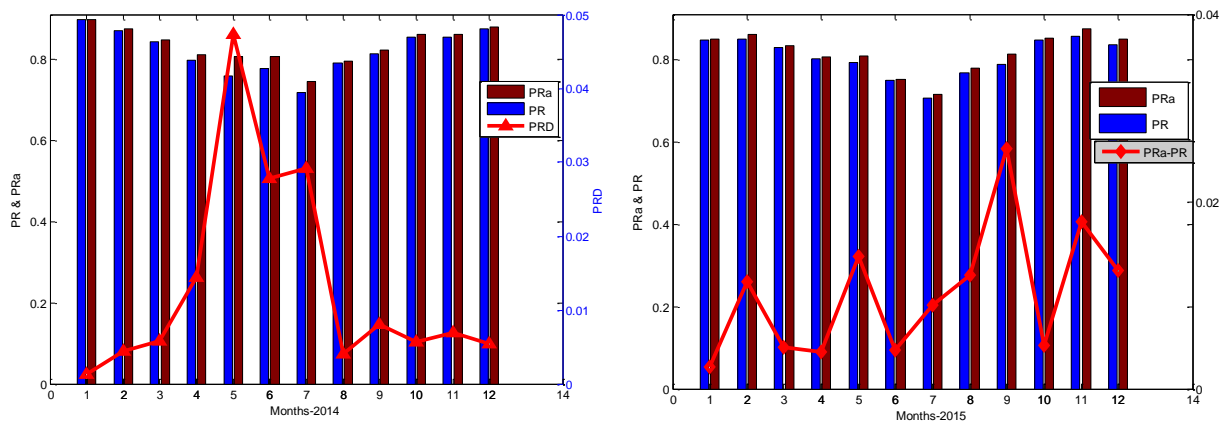


Figure 3.9 - Rapport de performance avant et après filtrage

Dans ce qui suit, nous allons évaluer l'évolution des performances pour les quatre premières années. En sus, nous allons évaluer l'impact des paramètres environnementaux du site sur les performances.

3.6- Analyse de l'évolution des performances d'une centrale solaire pv sous conditions climatiques sévères

3.6.1- Énergie générée et énergie cumulée

L'énergie mensuelle générée par le système photovoltaïque et l'énergie cumulée sont représentées sur la figure 3.10. Le pic de la production d'énergie est atteint pour le mois d'octobre 2015 avec 46,7 MWh et le minimum d'énergie a été généré pour le mois de juillet 2013 avec 31,3 MWh. L'énergie maximale générée est 1,5 fois supérieure à l'énergie minimale générée. La production moyenne mensuelle d'énergie est de 41 MWh. La production totale d'énergie accumulée pour les 47 mois (fév-12 à déc-15) d'exploitation est de 1,92 GWh. La production d'énergie cumulée pour les 12 premiers mois est de 494 MWh. Alors qu'au cours de l'étude de préfaisabilité, la production d'énergie a été estimée

à 460 MWh pour la première année. La centrale solaire PV a généré 7,4% de plus qu'initialement prévu. La baisse de l'énergie générée pour la période de juin à août de chaque année est liée à la diminution de la quantité d'irradiation reçue par le champ PV et à l'augmentation de température sur site (voir figure 2.26 du chapitre 2).

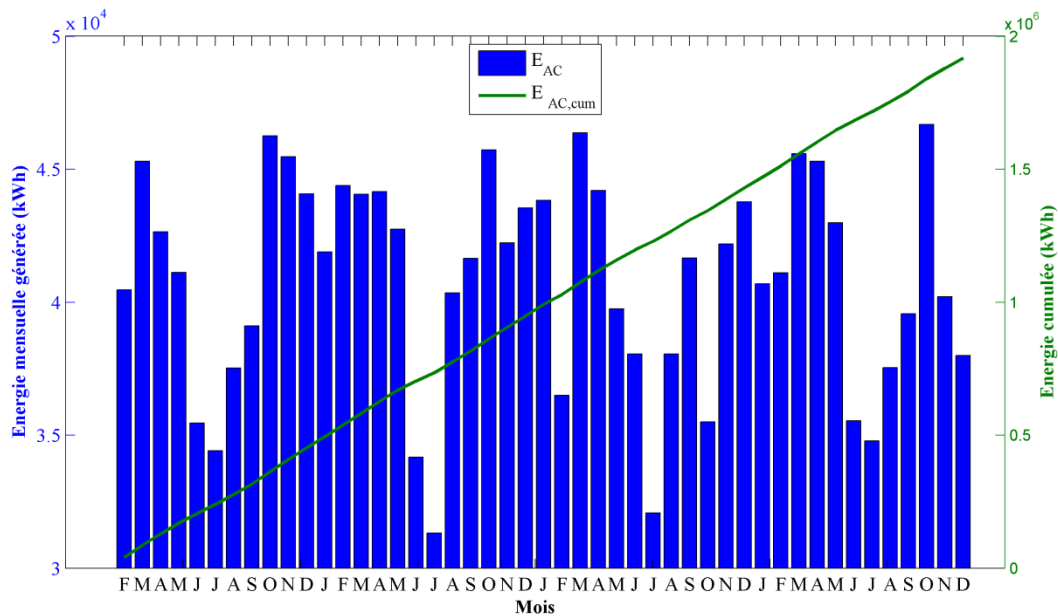


Figure 3.10 - Energie mensuelle générée et énergie cumulée

3.6.2- Rendement final, pertes du système et pertes diverses

La figure 3.11 illustre le rendement final moyen (Y_f), les pertes de système (L_S) et les pertes diverses (L_C) pendant les quatre années d'exploitation de la centrale photovoltaïque. Y_f , L_S et L_C sont exprimés en heure par jour (h/j). Le rendement final mensuel varie avec un minimum de 3,68 h/j en juillet 2014 et un maximum de 5,43 h/j en février 2013 avec une moyenne de 4,69 h/j. Y_f étant la productibilité de la centrale solaire PV est très influencée par la variation des rayonnements solaires. Nous notons également que Y_f est faible pendant les mois d'été de juin, juillet et août. Bien que non représentée, la variabilité du rendement de référence (Y_r) est similaire à Y_f , en raison de la dépendance de Y_f à l'ensoleillement du site. Le rendement de référence est compris entre un minimum de 4,59 h/j (juillet 2013) à 6,36 h/j (avril 2015). Les pertes L_S du système sont relativement stables avec une moyenne de 0,37 h/j, allant d'un minimum de 0,31 h/j en juillet 2013 à un maximum de 0,41 h/j en février 2013. La différence entre les pertes du système maximale et minimale est d'environ 0,1 h/j, cela montre que les onduleurs du système PV sont performants lors de la conversion DC-AC et cela quel que soit la période de l'année.

Les pertes diverses mensuelles sont beaucoup plus prononcées et se situent entre 0,12 h/j en décembre 2012 et 1,22 h/j en juillet 2015, avec une moyenne de 0,54 h/j. Ces pertes sont supérieures à 0,6 h/j pendant environ 20 mois sur les 47 mois d'exploitation de l'installation solaire photovoltaïque. Ils sont directement liés aux pertes dues à l'empoussièremement des panneaux photovoltaïques, aux températures élevées des modules pendant la période estivale, au câblage et à l'ombrage partiel.

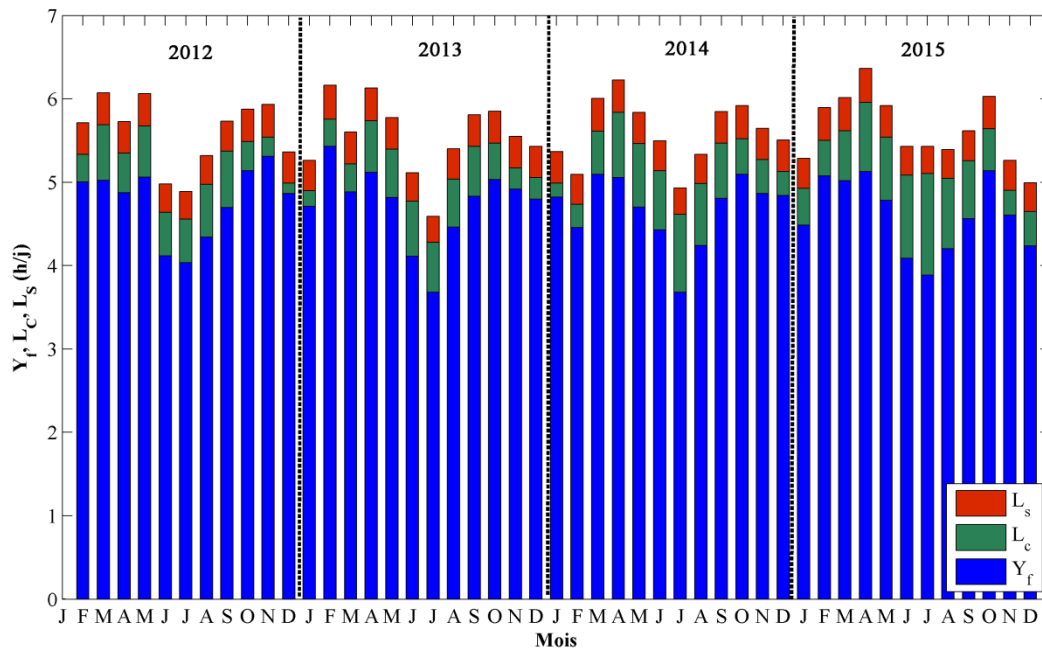


Figure 3.11 - Rendement final (Y_f), perte du système (L_s) et diverses pertes (L_c)

3.6.3- Rapport de performance

Afin d'analyser les performances du système photovoltaïque de 302,4 kWp connecté au réseau du côté DC et AC, la figure 3.12 illustre le rendement mensuel du champ PV et le rendement final par rapport au rendement de référence. Il représente également le rapport de performance du champ PV (PR_{DC} , cercle rouge) et du système (PR_{AC} , croix bleue). Le PR a été évalué sur une base mensuelle pour quatre ans de 2012 à 2015. Il est entre 100% et 70% comme indiqué à la figure 3.12. La valeur maximale de PR est atteinte en décembre 2012 avec des valeurs respectives de 98% pour PR_{DC} et de 91% pour PR_{AC} . Le minimum est atteint en juillet 2015, avec des valeurs respectives de PR_{DC} de 77% et de PR_{AC} de 71%. En relation avec la figure précédente (3.11), nous pouvons voir les mois où les ratios de performance sont les plus élevés correspondent aux mois avec les plus faibles pertes diverses (L_c) et inversement.

La plupart des mois, nous avons un rapport de performance relativement stable autour d'une valeur de 80%. Les moyennes des PR durant la période d'exploitation, respectivement pour le champ PV (DC) et le système (AC) sont de 90% et 84%. Il est élevé par rapport aux résultats des travaux cités dans la première section [47]. Comme mentionné par Lee et al. [59] un PR supérieur à 80% correspond à un système dont la performance se rapproche de la performance idéale dans les conditions STC et un système dont le PR est inférieur à 70% devrait être suspecté de défaillance ou de dysfonctionnement des composants du système (panneaux, onduleurs, etc.) ou des facteurs environnementaux (ombre à proximité, empoussièremment excessif des panneaux, etc.). Pour cette centrale installée à Djibouti, la chute du PR en juillet 2015 est certainement dû à des facteurs climatiques pouvant s'avérer sévères tels que des températures plus élevées et la poussière due au Khamsin qui est un vent chaud, sec et poussiéreux. Ce soulèvement de poussière induit l'opacité du ciel qui réduit le taux d'insolation des panneaux solaires PV.

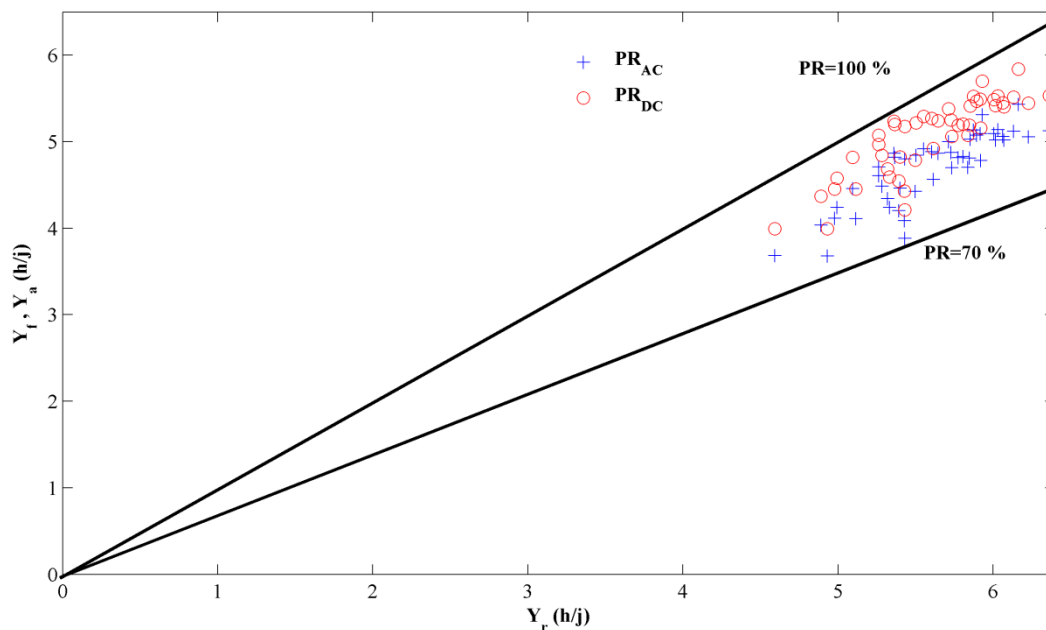


Figure 3.12 - Rapport de performance DC et AC

3.6.4- Rendement énergétique mensuelle

La figure 3.13 montre le rendement mensuel moyen des modules photovoltaïques des quatre années (2012-2015) de suivi de la centrale. Il se situe entre 10,87% en juillet 2015 et 13,82% en décembre 2012 avec une valeur moyenne du rendement PV de 12,68%. Le rendement nominal des modules PV étant de 14,14% dans les conditions STC, par comparaison aux extremums, nous observons un écart de 0,32% avec le maximum (Déc-12), 3,27% avec le

minimum (juil-15) et un écart de 1,46% avec le rendement PV moyen. A part le mois d'août 2012, les plus faibles valeurs du rendement sont enregistrées les mois de juillet avec 12,3%, 10,95% et 10,87% respectivement pour 2013, 2014 et 2015. La valeur moins prononcée du rendement PV enregistrée pour le mois de juillet 2015 est liée aux taux d'empoussièrement des modules PV qui était plus élevé par rapport aux mois de juillet des autres années. Selon la figure 2.26, juillet 2015 a une température plus basse ($T_{amb} = 38,82^{\circ}\text{C}$) et un niveau d'irradiation solaire plus élevé ($I_{POA} = 5,43 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$) qu'en juillet 2012 ($T_{amb} = 39,7^{\circ}\text{C}$, $I_{POA} = 4,89 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$), Juillet 2013 ($T_{amb} = 40,57^{\circ}\text{C}$, $I_{POA} = 4,59 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$) et juillet 2014 ($T_{amb} = 40,17^{\circ}\text{C}$, $I_{POA} = 4,93 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$).

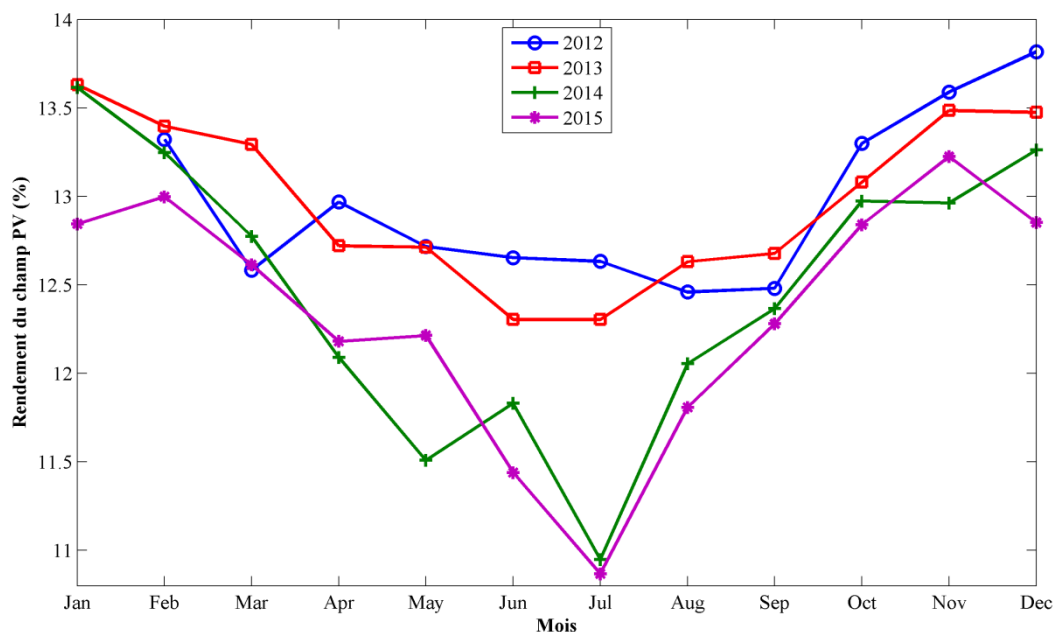


Figure 3.13 - Rendement mensuel du champ PV

En dehors de la première année où le rendement reste sensiblement constant pendant la saison chaude, les variations saisonnières restent semblables chaque année avec des graphiques en forme d'entonnoir.

Bien que non représenté, la variabilité du rendement du système PV est semblable aux rendements des modules PV et sa valeur varie entre 10.02% (juillet-15) et 12.83% (décembre-12) avec une moyenne de 11.75%. Les rendements des onduleurs PV varient entre 92,12% en juillet 2014 et 93,14% en novembre 2012.

Au cours des quatre années de surveillance, nous avons constaté une diminution dans les différents rendements. Car nous sommes passés de 12,96% à 12,35%, de 12,03% à 11,43% et

de 92,81% à 92,6% entre 2012 et 2015, respectivement pour les rendements des modules PV, du système PV et des onduleurs.

3.6.5- Facteur de charge

La performance des centrales photovoltaïques connectées au réseau est mieux définie par le facteur de charge (FC) ou "capacity factor" en anglais, qui est le rapport de sa production réelle en courant alternatif sur une période de temps, à sa sortie nominale s'il était possible pour elle de fonctionner en pleine capacité sans interruption la même période. La figure 3.14 montre le facteur de charge moyen mensuel pour les quatre années d'exploitation de l'installation solaire PV de 302,4 kWc. Les FC varient entre 12,76% en juillet 2014 et 22,11% pour le mois d'octobre 2014, la moyenne sur les quatre années étant de 16,35%. La moyenne la plus élevée est atteinte la première année avec un FC de 16,77%. Cette valeur des FC est plus élevée par rapport aux autres centrales solaires photovoltaïques évoluant dans des pays avec un climat similaire [44]. La baisse des FC est observée pour la période estivale rude de juin à août. Les facteurs de charges les plus faibles au cours des quatre années d'exploitation sont enregistrées pour les mois de juillet et sont de 14,32%, 13,09%, 12,76% et 13,11% respectivement pour 2012, 2013, 2014 et 2015. Comme illustré sur la figure 3.14, le FC est un paramètre fortement influencé par les variations saisonnières illustrées et cela se traduit par un écart d'environ 3% entre les mois d'été (juin à août) et les autres mois de l'année. Comme les valeurs de FC dépendent de l'irradiation solaire et de la température ambiante, la période de juin à août correspond aux périodes où les températures sont les plus élevées et l'irradiation la plus faible (Figure 2.26, chapitre 2). C'est la raison pour laquelle le FC diminue pendant cette période. Un facteur comme l'empoussièrisme de l'installation photovoltaïque peut aussi contribuer à cette diminution.

De plus, le facteur de charge est significatif dans la conception des centrales solaires PV car il peut estimer si un système solaire photovoltaïque sur un site donné est potentiellement exploitable.

La comparaison des résultats des performances obtenues au cours du présent travail avec les résultats des études mentionnées ci-dessus dans le tableau 3.1 indique que le système photovoltaïque évoluant à Djibouti est comparable à ceux ayant les paramètres de performance les plus élevés situés à Oman et Abu-Dubaï. Une diminution de la performance a été observée pour toutes les centrales photovoltaïques installées en climat tropical et chaud pendant la période estivale de juin à juillet. Plusieurs facteurs climatiques peuvent être

responsables de la diminution de la performance au cours de cette période telle que la quantité d'irradiation reçue, la température ambiante et l'empoussièremement des modules PV. L'influence de ces facteurs est évaluée dans la section suivante.

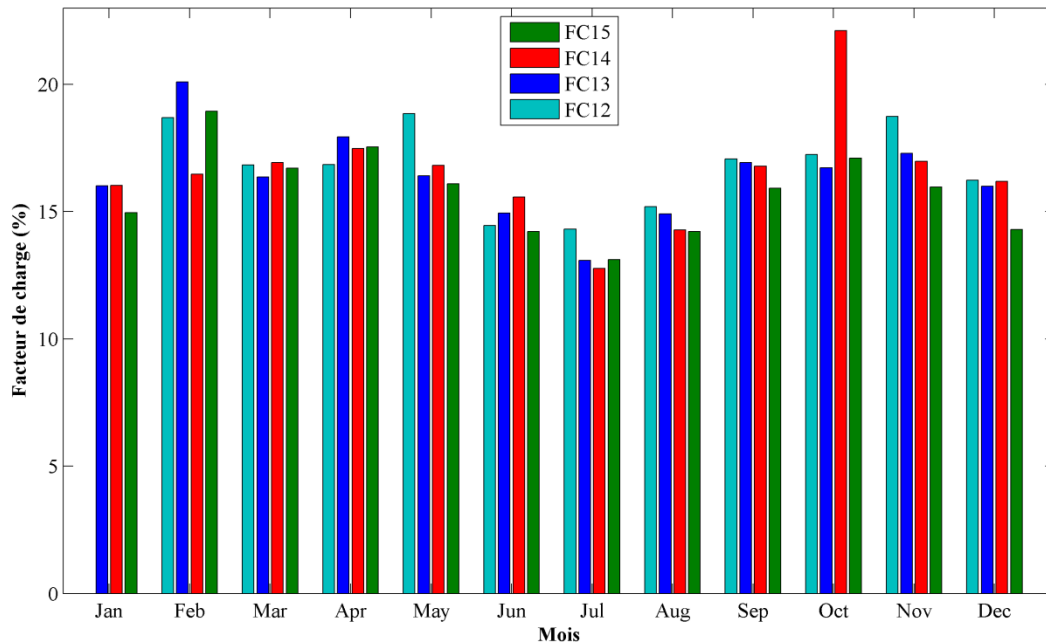


Figure 3.14 - Facteur de charge (2012 à 2015)

3.7- Effet des conditions météorologiques sur la performance et correction par rapport à la température

La figure 3.15 représente la puissance de sortie horaire en fonction des quantités d'irradiations solaires reçues sur le plan des modules PV. On peut observer que la puissance de sortie augmente linéairement avec l'augmentation des rayonnements solaires incidents. On constate une masse de points moins dense qui se détache de la masse principale de points. Cela correspond à la période pendant laquelle les panneaux sont recouverts d'une énorme quantité de poussière. Étant donné que pour la même quantité de rayonnement solaire reçue sur les panneaux photovoltaïques, moins d'énergie est produite. Cette période correspond généralement aux mois de juin à août, pour lesquels le dépôt de poussière observé est supérieur aux autres périodes.

Le PR indique l'effet global des pertes sur la sortie du système. Cet indicateur est largement utilisé pour surveiller, valider et garantir la performance du système. Il est affecté par les variations saisonnières dû principalement aux variations de la température ambiante (figure 3.16), de la vitesse et de la direction du vent et de l'accumulation de poussière.

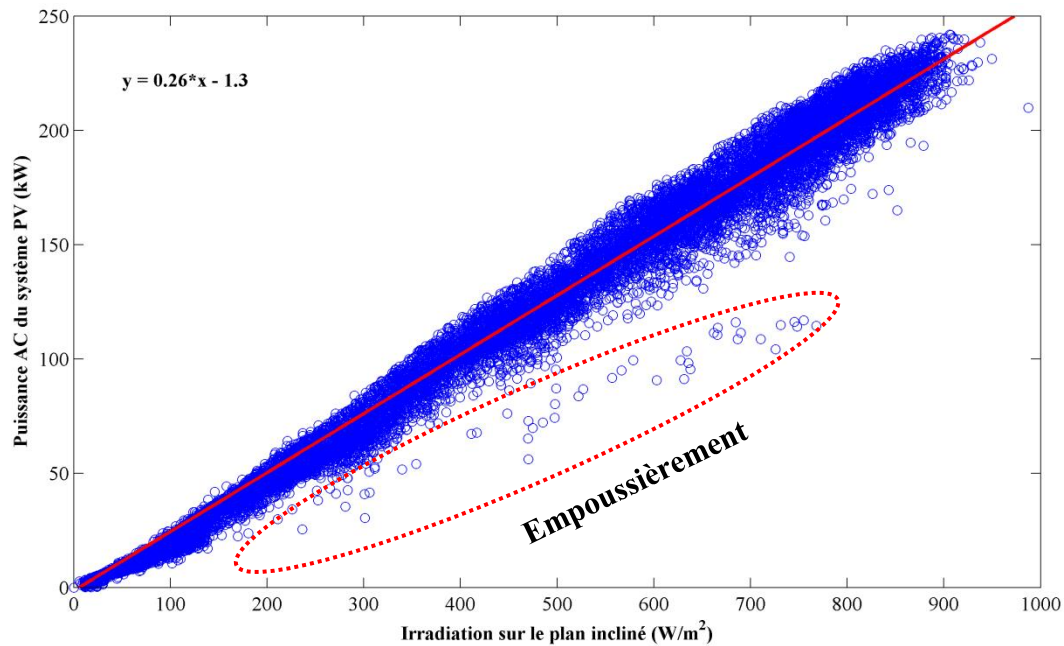


Figure 3.15 - Production énergétique horaire en fonction de l'irradiation

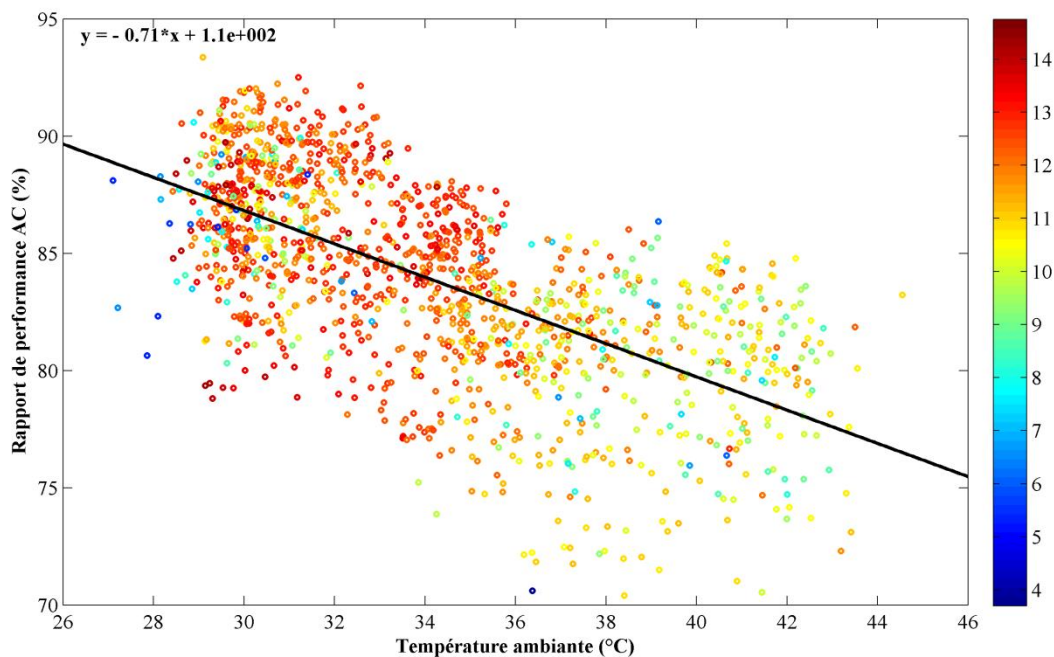


Figure 3.16 - Rapport de performance journalière en fonction de la température ambiante

La figure 3.16 représente la dépendance du rapport de performance par rapport à la température ambiante journalière. Au cours de la saison "fraîche", PR pourrait atteindre 93,4% en moyenne, mais pour la période d'été, le rapport de performance peut atteindre jusqu'à 70,4%. Selon cette figure, le système pourrait atteindre 90% lorsque la température ambiante est inférieure à une certaine valeur seuil de 33 °C et diminue progressivement lorsque la température ambiante dépasse cette valeur seuil. Les 33 °C sont proches de la

température ambiante annuelle. La barre de couleurs montre la variation quotidienne de la quantité de rayonnement. On peut observer que la période de température élevée correspond à un rayonnement plus faible et à un PR inférieure. Pour une température supérieure à 36 °C, les valeurs PR sont plus dispersées. Nous observons une diminution de 0,8% du PR quotidien lorsque la température ambiante journalière augmente de 1 °C.

Selon la figure 3.16, PR varie avec la variation saisonnière de la température ambiante. Cette variation saisonnière de PR introduit des biais, afin d'éliminer ces biais, nous avons calculé le PR modifié en utilisant des données climatiques sur site. Plusieurs approches existent et sont proposées par NREL [60], IEA-PVPS [61]. Notre approche consiste à utiliser le modèle PVUSA modifié afin de calculer le rapport de performance corrigé pour la température ambiante $PR_{T_{amb}}$ et le rapport de performance corrigé pour la température des modules $PR_{T_{mod}}$.

Pour cela, nous avons choisi trois jours avec la quantité de rayonnement supérieure à 5 kWh/m²/j. Cette valeur est supérieure à 3 kWh/m²/j spécifiée dans l'étude de Dierauf et al. [60]. De plus, la température est proche des températures quotidiennes de la saison "fraiche" à Djibouti. Ces trois jours ont été choisis dans des conditions où la surface du panneau solaire PV est propre (après une pluie qui a nettoyé les panneaux comme neuf). Des régressions linéaires multiples ont été effectuées pour déterminer les coefficients (tableau 3.3) et ainsi pour calculer le PR modifié pour la température du module et la température ambiante. Les coefficients négatifs pour C et K2 montrent que le PR diminue avec l'augmentation de T_{amb} et T_{mod} .

Tableau 3.3 : Coefficients de régression

	A	B	C
PR corrigé pour T_{amb} ($PR_{T_{amb}}$)	95.94	0.55	-0.20
	K1	K2	
PR corrigé pour T_{mod} ($PR_{T_{mod}}$)	117.36	-0.66	

La figure 3.17 (a) représente le PR journalier mesurée en utilisant l'équation (3.4) pour l'année 2014 (courbe noire) et le PR modifiée, corrigée pour la température ambiante (courbe rouge) et la température du module (courbe verte) en utilisant respectivement les coefficients de régression dans le Tableau 3.3 et l'équation (3.12) et (3.13).

Également sur la figure 3.17 (a) plusieurs constatations notées sur le terrain visent à mieux comprendre les changements de PR au fil du temps. Ils servent de points de départ pour interpréter la variation saisonnière de PR. L'augmentation de PR par étape correspond à l'intervention humaine pour nettoyer les panneaux et une augmentation soudaine du PR correspond au nettoyage des panneaux par la pluie. Une chute soudaine de PR correspond à une défaillance de l'onduleur (l'onduleur 3 de la centrale a été arrêté pendant quatre jours). Étant donné que nous avons supprimé tous les pannes de la centrale PV de notre ensemble de données, les pannes de l'onduleur n'apparaissent pas dans la variation journalière de PR.

On peut observer que le PR n'est pas stable et peut varier de 18,6% tout au long de l'année avec la variation de la météo. En raison de leur correction saisonnière, le PR modifié pour la température ambiante et la température du module est plus stable et supprime considérablement le biais saisonnier sur l'année 2014. Les différences moyennes absolues entre les PR mesuré et corrigé par rapport à la température ambiante est de 5,5%. Alors qu'il est de 4,5% pour PR mesuré et $PR_{T_{mod}}$. Cela montre que le $PR_{T_{mod}}$ est plus prévisible de 1% que le $PR_{T_{amb}}$. L'écart-type des différences absolues est de 0,6% plus élevé avec la température ambiante qu'avec la température du module (tableau 3.4). Une meilleure correspondance avec les variations saisonnières dans PR est indiquée par un écart-type inférieur. Dans ce cas, le $PR_{T_{mod}}$ est plus précis que le $PR_{T_{amb}}$, car il prend en compte tant les effets de la température ambiante que de la vitesse du vent.

Tableau 3.4 : Différences absolues moyennes et écart-type

	Différence absolue moyenne (%)	Écart-type de la différence (%)
PR vs $PR_{T_{amb}}$	5.5	3.6
PR vs $PR_{T_{mod}}$	4.5	3.0

Les observations sur place montrent que la poussière s'accumule sur les panneaux photovoltaïques plus rapidement sur les périodes sèches et chaudes que pendant la saison «fraîche». Dans les conditions environnementales difficiles, la pluie pourrait jouer un rôle dans l'évaluation de l'impact de la poussière. Il a été signalé par Adinoyi et al. [62] que la pluie aide à nettoyer les panneaux et à restaurer sa puissance à des niveaux plus élevés. En outre, il a été montré par Guo et al. [63] que 5 mm de pluie sont suffisantes pour nettoyer les modules PV. Selon l'observation sur le terrain, des précipitations successives inférieures à 5 mm pourraient également nettoyer soigneusement les surfaces des panneaux photovoltaïques

et maintenir les performances à un niveau plus élevé. Cela dépend de la quantité de poussière sur les panneaux photovoltaïques. Plusieurs périodes ont été sélectionnées afin d'évaluer la diminution moyenne de PR. On a constaté que le PR des modules photovoltaïques diminue en moyenne de 0,31% à 0,36% par jour en période sèche sans précipitations. Ceci est souvent dû à une augmentation de la température ambiante et de l'accumulation de poussière. Un moyen efficace d'évaluer l'impact de la salissure consiste à observer le rapport de performance des panneaux solaires photovoltaïques avant et après une pluie. Afin de mesurer l'augmentation du PR des modules PV, nous avons soustrait le PR de 5 jours après une précipitation et le PR de 5 jours avant une pluie. On a constaté que les PR augmentaient de 6,8 % après une pluie dans les périodes de sèches. PR augmente de 0,87% à 4,33% après une précipitation en saison «fraîche» car, pendant cette période, il y a moins de poussière accumulée sur la surface des panneaux photovoltaïques.

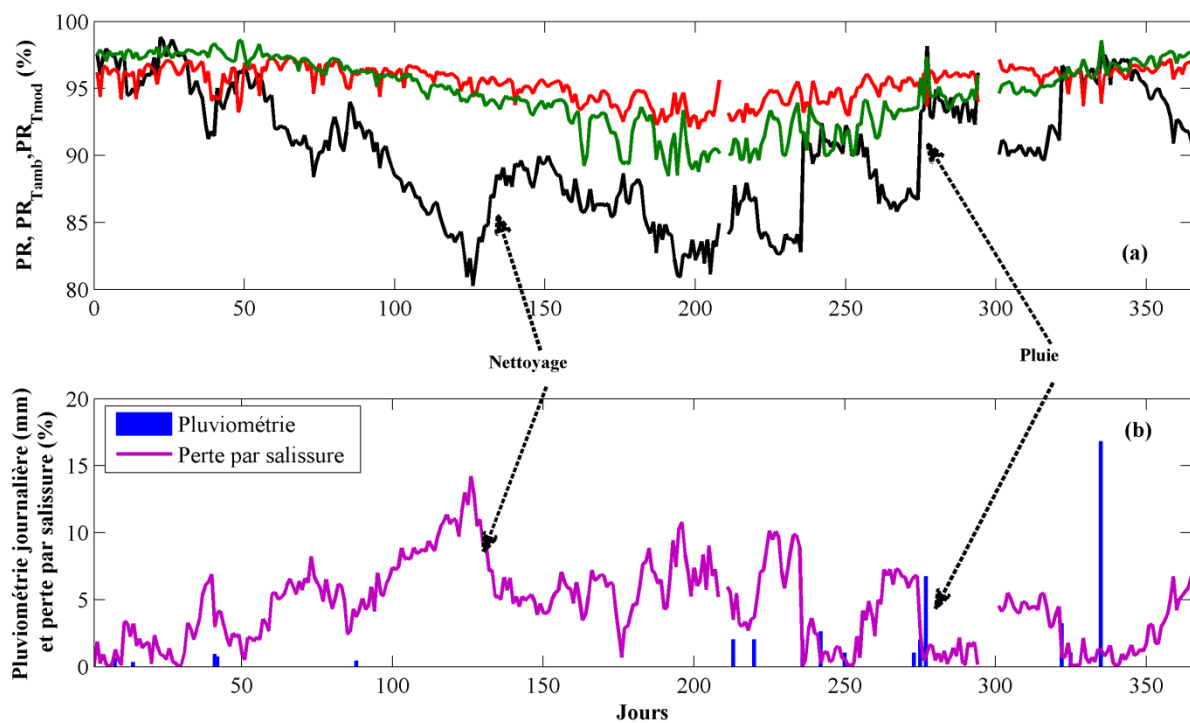


Figure 3.17 - (a) PR mesuré (noir), PR corrigé pour la température ambiante (rouge), PR corrigé pour la température des modules (vert) (b) perte par salissure (violet) et pluviométrie journalière

La figure 3.17 (b) montre la différence absolue journalière entre PR corrigé par rapport à la température des modules et PR mesuré. Elle correspond à la perte par salissure. Sachant que le PR est normalisé en ce qui concerne l'irradiation et après correction de PR concernant la

température des modules PV, la perte de salissure peut être quantifiée. Comme on peut le constater à la figure 3.17 (b) après de fortes pluies qui ont nettoyé les panneaux photovoltaïques référencés dans la figure par "pluie", la perte par salissure tend vers zéro et augmente graduellement avec l'augmentation des dépôts de poussière sur les modules PV. La perte par salissures varie entre 0,03% après une pluie qui a bien nettoyé les surfaces des modules PV et à 14,23% pour les périodes sèches sans précipitations. L'intervention des agents d'entretien pour le nettoyage des modules PV appelés «nettoyage» sur la figure 3.17 (b) montre que la perte de salissure diminue lentement et tend vers des valeurs légèrement plus faibles. Le nettoyage par les agents d'entretien augmente le PR de 0,37 % à 0,84 %, il est inférieur comparativement à l'augmentation de PR de 6,8% après une pluie, parce qu'il n'est pas facile de nettoyer un champ de module solaire PV de plus de 2000 m² d'un seul coup comme une pluie. La perte de salissure dépend du taux d'accumulation de poussière sur les modules PV et varie selon la saison. Après deux semaines sans nettoyage des modules PV, la performance pourrait diminuer de 4,3% à 5,0%. Afin de maintenir la perte inférieure à 5%, il est recommandé de nettoyer les panneaux photovoltaïques toutes les deux semaines. Bien que la pluie ait amélioré le rapport de performance des modules solaires PV, on ne peut pas compter sur le nettoyage du fait de la faible pluviométrie à Djibouti.

3.8- Conclusion

Dans ce chapitre, les performances du système photovoltaïque connecté au réseau de 302,4 kWc ainsi que l'impact des facteurs climatiques ont été évaluées. Les paramètres de performance de cette centrale solaire PV sont résumés comme suit:

- Le rendement de référence moyen mensuel, le rendement des rangées PV et le rendement final sont respectivement de 5,6 h/j, 5,1 h/j et 4,7 h/j.
- Les pertes mensuelles moyennes du système et les pertes diverses sont de 0,37 h/j et 0,54 h/j respectivement. La valeur assez faible des pertes du système montre que les onduleurs sont très peu impactés pendant la conversion de puissance.
- Le rapport de performance moyen pour les rangées PV et le système PV sont respectivement de 90% et 84%.
- Le rendement moyen des rangées et du système PV sont respectivement de 12,68% et 11,75%, avec une variation entre 10,87% (Juil-15) et 13,82% (Déc-12) pour le rendement des rangées PV et de 10,02% (Juil-15) et 12,83% (déc-12) pour le

rendement du système PV. Des graphiques en forme d'entonnoir ont été observés en relation avec la variation saisonnière des rendements des rangées PV.

- Le facteur de charge varie entre 12,76% (juil-14) et 22,11 (oct-14). La moyenne maximale est atteinte pour la première année avec 16,77%, avec une moyenne du facteur de charge des quatre années de 16,35%.

Par comparaison avec les résultats présentés dans le tableau 1, le système photovoltaïque évoluant dans les conditions climatiques désert maritime montre des performances énormes. En outre, les résultats sur l'impact des facteurs climatiques sur le rendement ont été évalués:

- L'augmentation de la température ambiante de 1°C entraîne une réduction du rendement de 0,7%.
- Une forte précipitation après une période sèche augmente le rapport de performance de 6,8%.
- La perte par salissure varie entre 0,03% après une pluie qui a nettoyé les surfaces des modules photovoltaïques à 14,23% pour les périodes sèches sans précipitations.
- Après deux semaines sans nettoyage des modules PV, la performance diminue de 4,3% à 5,0%. Une recommandation a été faite dans ce sens pour nettoyer les panneaux toutes les deux semaines.

Le résultat de cette recherche montre que ce système photovoltaïque de 302,4 kWc fonctionne efficacement dans des conditions environnementales difficiles de Djibouti. Les données fournies dans ce travail serviront d'une base de comparaison pour une nouvelle centrale photovoltaïque installée dans les mêmes conditions climatiques (région côtière de la Corne de l'Afrique) et dans le monde entier.

Dans les chapitres suivants de ce travail, la dégradation de la performance PV pour le climat de Djibouti sera estimée et le comportement thermique et électrique du système photovoltaïque sera étudié dans le but de développer un modèle numérique et une estimation améliorée.

Chapitre 4 : Evaluation de la dégradation des performances sous les conditions climatiques désertique maritime

4.1- Introduction

Les problèmes liés à la performance à long terme du système photovoltaïque et à la rentabilité de la technologie photovoltaïque ne peuvent être résolus que si les modules photovoltaïques fonctionnent de manière fiable pendant 25 à 30 ans [64]. Les tests de vieillissement accéléré développés pour les normes de qualité ont contribué beaucoup à améliorer la fiabilité et la durabilité des modules photovoltaïques au cours des dernières années. Cependant, il n'est pas possible pour les essais accélérés seuls de reproduire les différents modes et mécanismes de dégradation possibles dans les modules photovoltaïques lors des essais de qualification. Des études ont montré qu'il existe plusieurs modes de dégradation ainsi que des problèmes de fiabilité qui ne peuvent être déterminés que par le test des modules en conditions d'exploitation réelles. Le but principal du test du module dans les champs est de découvrir les mécanismes de dégradation dominants qui limitent la performance du module dans des conditions réelles d'exploitation. Les résultats des études sur le terrain peuvent ensuite être utilisés pour améliorer la stabilité des modules et pour revoir ou réviser les tests de vieillissement accéléré en fonction des mécanismes dominants de dégradation en conditions réelles.

Dans ce chapitre, nous allons faire un état de l'art des modes de dégradations des modules en conditions réelles avec une étude in-situ des modes de dégradations observés pour le cas de la centrale solaire installé au CERD. On évalue la performance opérante par la méthode de régression multiple PVUSA et par la méthode PR. L'évolution dans le temps de ces indices de performance sera utilisée pour l'évaluation de la dégradation des performances et l'estimation des taux de dégradations durant les cinq années d'opération de la centrale solaire.

4.2- Modes de dégradation des modules PV

Chaque type de module PV a des caractéristiques variables inévitablement causées par la variation du processus de fabrication, le courant et la tension optimaux ne seront pas les mêmes pour chaque module dans une même rangée à un moment donné. Ces variations ont pour effet de réduire la puissance de sortie, puisque le courant et la tension d'un module sont contraints par la configuration électrique d'une rangée [65]. La dégradation d'un module PV

est la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant qui le constitue et qui peut affecter sa capacité à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est causée par les conditions d'exploitation du site sur lequel il est installé. L'identification des modes de dégradation ou de défaillance du module PV et leur fiabilité sur le terrain est un sujet de recherche important. Les facteurs affectant la stabilité à long terme du module PV pendant l'essai sur le terrain (la délamination, le bullage aux points de soudure, la dégradation de la soudure, la génération de points chauds "hotspot", le brunissement de l'encapsulant et la dégradation des cellules PV, etc.) ont été rapportés par les auteurs [66-68]. La figure 4.1 répertorie les différents types de dégradations que peut subir les modules PV durant leur vie [69]. Les performances des modules PV sont principalement connues pour les zones climatiques des USA et de l'Europe. Les différents mécanismes sont liés aux conditions environnementales, donc pour certains climats l'ordre d'importance des mécanismes peuvent changer.

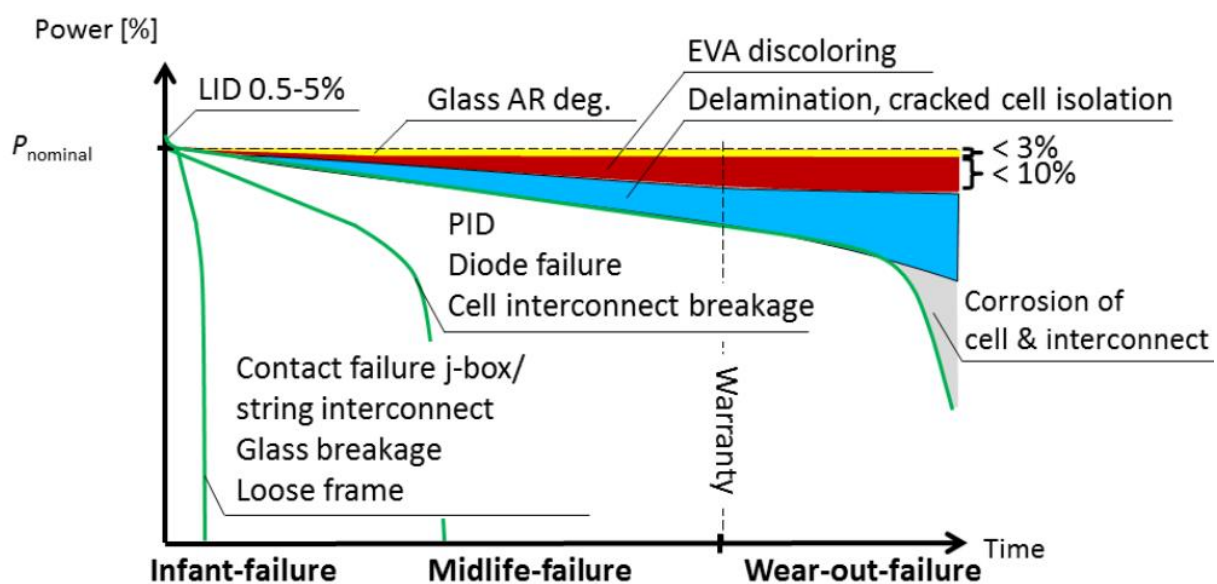


Figure 4.1 - Types de dégradations en fonction de l'âge des modules PV

Dans l'étape suivante, les types de dégradation des modules PV les plus fréquents selon la littérature seront présentés. La performance du module PV peut être dégradée en raison de plusieurs facteurs tels que: la température, l'humidité, l'irradiation, les chocs mécaniques [70]. Chacun de ces différents facteurs nommés peut induire un ou plusieurs types de dégradation de module tels que:

- Décoloration.
- Délamination.

- Corrosion.
- Fissure ou craquement.

4.2.1- Décoloration

Le mode de dégradation le plus communément rapporté est la décoloration (brunissement ou jaunissement) de l'encapsulant, ce qui peut être aidé par le fait que la décoloration est également le mode le plus perceptible, par inspection visuelle [70]. La figure 4.2 montre un module PV présentant un brunissement de l'encapsulant. Elle est principalement causée par la dégradation de l'encapsulant éthylène acétate de vinyle (EVA) [71]. Les principales raisons de la dégradation de l'EVA sont les rayons ultraviolets (UV) combinés à l'eau sous des températures supérieures à 50 ° C [72]. Les changements de couleur du matériau encapsulant produisent une variation de la transmittance de la lumière atteignant les cellules solaires et, par conséquent, une réduction de la puissance générée [73-75]. Wohlgemuth et al. [76] ont effectué des tests UV sur des modules photovoltaïques sous une température de 60 °C, il a été constaté que la décoloration de l'encapsulant n'apparaît que lorsque l'irradiation UV globale atteint 15 kWh/m² dans une plage de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm sans dépasser une exposition de 250 W/m².



Figure 4.2 - Module présentant une décoloration [72]

4.2.2- Délamination ou décollement

La délamination ou la perte d'adhérence est définie comme la rupture ou la détérioration des liaisons entre les couches de matériau qui constituent un module. Elle se produit entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et la vitre avant. La délamination interrompt la dissipation de chaleur efficace et augmente la possibilité de chauffage de polarisation inversée [69]. Elle provoque également l'augmentation de la réflexion de la lumière et de la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module [77]. Skoczek et al. [78] ont étudié la dégradation des modules photovoltaïques liée au délaminage à partir des tests basés sur la norme IEC 61215 [79]. La délamination est plus sévère quand elle se produit sur les bords du module car, en plus de la dégradation de la puissance, elle provoque des risques électriques pour le module et l'ensemble de l'installation. La délamination est plus fréquente dans les climats chauds et humides. Elle provoque une pénétration d'humidité dans le module et provoque donc diverses dégradations chimiques et physiques telles que la corrosion du métal de la structure du module le plus fréquemment. Un module PV avec une délamination sur les bords est montré à la figure 4.3. Jansen et al. [80] affirment que la délamination peut être causée par l'accumulation de sel et la pénétration d'humidité dans le module PV

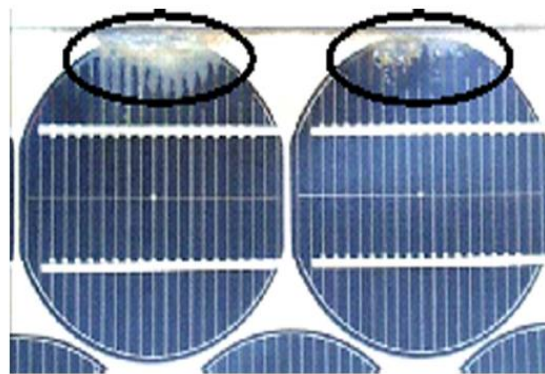


Figure 4.3 - Module PV avec délamination [82]

4.2.3- La corrosion

La corrosion attaque la connexion métallique des cellules photovoltaïques provoquant une perte de performance en augmentant les courants de fuite. L'humidité qui pénètre dans le module à travers les bords laminés provoque principalement la corrosion [81]. La corrosion des parties conductrices des cellules et des interconnexions à travers l'encapsulant est

responsable de la détérioration du module PV [82], ce qui entraîne l'augmentation de la résistance en série et la diminution de la résistance parallèle du modèle électrique I-V [83]. La corrosion dégrade également l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. La figure 4.4 montre un module PV affecté par la corrosion au niveau du bord et de la boîte de jonction [77]. Wohlgemuth, J. H., et Kurtz, S. [76] ont étudié l'impact de l'humidité et de la température sur la dégradation des modules PV. Ils ont effectué des essais accélérés, nommés 85/85 ($T = 85\text{ °C}$ / $HR = 85\%$) selon la norme CEI 61215. Ils ont découvert que la corrosion apparaissait après 1000 h d'exposition du module PV sous 85 °C et 85% d'humidité relative. Kempe et al. [81] a montré que l'humidité dans le module PV est corrélée avec le taux de dégradation, en particulier dans les zones géographiques chaudes et humides comme Miami en Floride. En raison de la diffusion d'eau relativement rapide dans l'éthylène acétate de vinyle (EVA), l'infiltration de l'humidité dans le module reste importante pendant sa durée de vie même si le module est constitué par une double structure en verre.

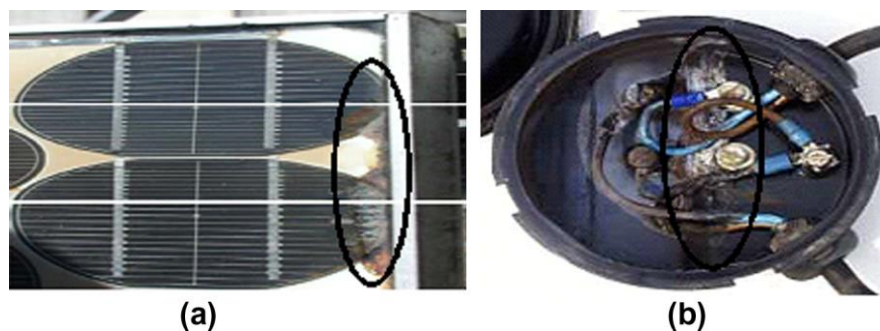


Figure 4.4 - Module PV affecté par la corrosion sur le bord (a) et niveau de la boîte de jonction (b) [82]

4.2.4- Fissure ou craquement "cracking" en anglais

La fissure (craquage) est un problème courant rencontrer dans les modules photovoltaïques. Il peut se développer à différents stades de la durée de vie du module (figure 4.5); cependant, elle survient dans la plupart des cas lors de l'installation, de l'entretien et surtout lors du transport des modules vers leurs sites [76]. En outre, le craquage est affecté par les contraintes thermiques à haute température d'une cellule et les contraintes thermomécaniques induites par le cycle thermique [84], les charges mécaniques dues au vent (pression et vibrations) et à la neige (pression) [85]. Les modules cassés ou avec des fissures peuvent continuer à fonctionner correctement. Sur la figure 4.5, un module photovoltaïque poly-cristallin fissuré qui fonctionne pendant cinq ans sans aucune dégradation de puissance notable est représenté.

Cependant, le risque de choc électrique et d'infiltration d'humidité augmente. Les cassures et fissures sont habituellement suivies d'autres types de dégradations telles que la corrosion, la décoloration et la délamination [69].

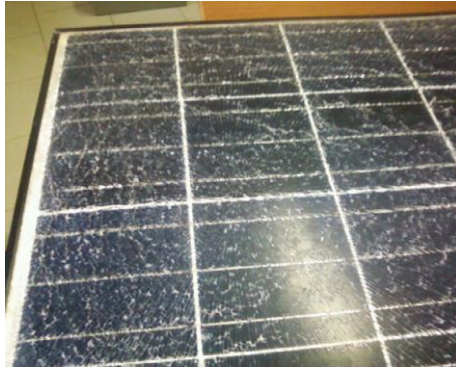


Figure 4.5 - Module PV avec verre fissuré [82]

4.3- Etat de l'art des taux de dégradations

La dégradation est la raison principale de la perte de performance du module au fil du temps. Comme l'expérience de terrain l'a indiqué, à part les pertes par salissure, par l'ombrage et le câblage, les pertes sont souvent associées aux modes de dégradation cités précédemment.

Au cours des dernières années, un certain nombre d'études sur la dégradation ont été effectuées et des pertes de module de 1 à 2 pourcent par an (%/an) ont été trouvées dans des systèmes testés sur une période de dix ans à partir du milieu des années 80 [86]. Des études réalisées par Sandia National Laboratories (SNL) sur des modules photovoltaïques à silicium poly-cristallin pendant huit ans ont montré des pertes de performance d'environ 0,5% par an [87]. D'autres études réalisées au NREL, ont mesuré des dégradations d'environ 0,7% par an pour les modules mono et poly-cristallins [67]. Pour les technologies à couches minces, la stabilité demeure un problème majeur et la plupart des mécanismes de dégradation ont été discutés en termes de processus physiques (électro-migration, diffusion, génération de défauts) et de modèles de dégradation générale qui diffèrent selon les technologies cristallines. En particulier, le principal effet de dégradation de la couche mince de silicium amorphe est l'effet de Staebler Wronski (SWE) qui se réfère à des modifications induites par la lumière dans les propriétés du matériau [88].

Dans une étude récente, dans laquelle Phinikarides et al. [89] ont mis en revue plusieurs travaux portant sur l'analyse du taux de dégradation de différentes technologies PV. La figure 4.6 montre la répartition des taux de dégradation de toutes les technologies et de toutes les

méthodes à partir des sources citées dans cet article. Les valeurs positives du taux de dégradation représentent une perte de performance. La moyenne (ligne verticale en pointillé cyan) et la médiane (ligne verticale en pointillé bleu) sont respectivement de 1.1 %/an et de 0.99 %/an pour toutes les technologies PV citées. Individuellement pour chaque technologie, les taux de dégradations moyens recensés dans cette étude étaient de 0,89 %/an pour mono-Si, de 0,81 %/an pour le p-Si, de 1,34 %/an pour a-Si, de 1,86 %/an pour le CIGS, de 1,70 %/an pour CdTe et pour d'autres technologies en couche mince, le taux de dégradation moyen était de 2,24% par an. À partir des différences dans les taux moyens de dégradation, il est évident qu'une distinction doit être faite, en fonction de la technologie PV.

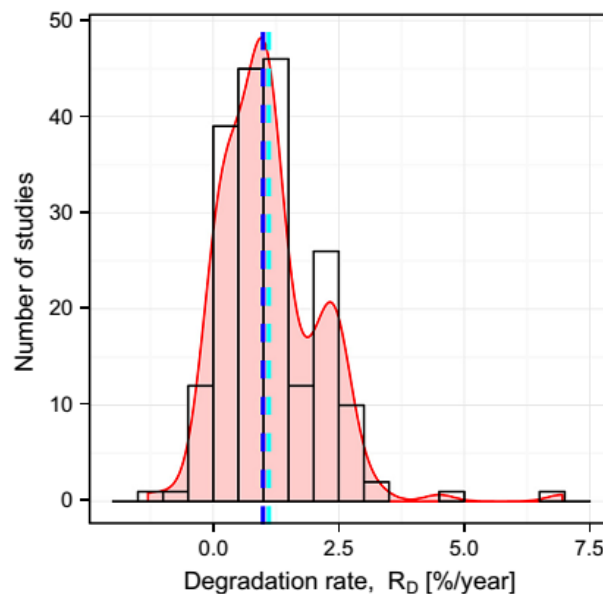


Figure 4.6 - Répartition des taux de dégradations [89]

La figure 4.7 montre un histogramme des taux de dégradation divisé par méthodologie d'évaluation appliquée avec une distribution de valeur extrême [90]. Les méthodologies appliquées pour l'évaluation des taux de dégradations sont les mesures de courant-tension (I-V) en conditions contrôlées (barres en bleu) et en conditions réelles d'exploitation (barres en vert), le rapport de performance et la méthode de régression linéaire PVUSA (barres en rouge). Une diminution des performances est définie comme un taux de dégradation négatif. À l'inverse, un taux positif indique une amélioration. La distribution est orientée vers des taux élevés de dégradation avec une moyenne de 0,8 %/an et une médiane de 0,5 %/an. La majorité de ces taux déclarés, 78% de toutes les données, sont inférieurs à 1 %/an. Les taux de dégradations relevés dans cette étude représentent les pays les plus avancées. L'Afrique est très peu représentée par manque de données. Les types de climat de l'Afrique subsaharienne

ne sont pas représentés. D'où l'intérêt de notre étude qui va contribuer à l'évaluation du taux de dégradations en zone climatique désertique maritime.

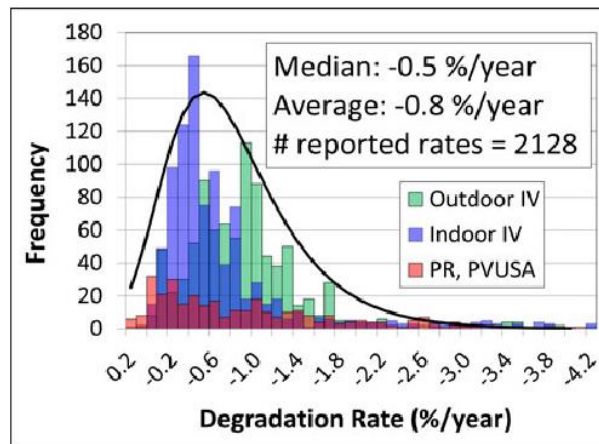


Figure 4.7 - Histogramme des taux de dégradations par méthodologie [90]

Dans étude très récente datant de 2017, Jordan et al. [91] ont rapporté le taux d'échec obtenus et l'échec dans le temps en fonction de l'année d'installation (figure 4.8). L'échec dans le temps est une mesure de fiabilité qui est fréquemment utilisée et représente le taux d'échec en unités d'échecs d'un milliard d'heures opérationnelles. Des taux d'échec élevés sont enregistrés pour les installations PV montées en toiture dans le climat chaud et humide (croix verts).

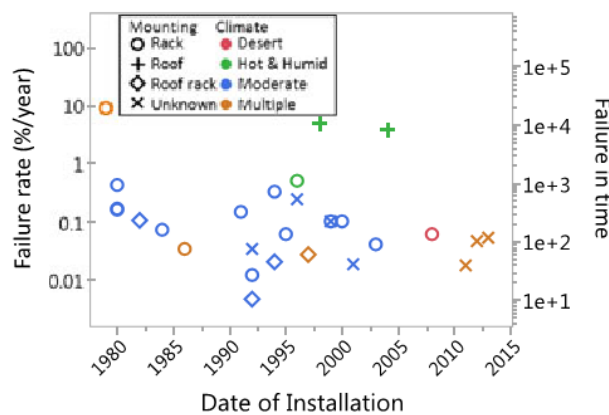


Figure 4.8 - Taux d'échec en %/an (axe gauche) et échec dans le temps (axe droit) des modules et systèmes photovoltaïques au cours des 35 dernières années couleur codée par climat et symbole codé par configuration de montage [91]

Par translation aux conditions environnementales mixtes (désertique, chaud et humide) dans lesquels évolue la centrale solaire PV installée au CERD. On peut s'attendre à des taux de dégradations compris entre 0.1 et 1 %/an comme observé par les cercles vert et rouge dans la figure 4.8.

4.4- Etudes des dégradations des performances par PVUSA et PR

La surveillance à long terme des systèmes PV installés sur le terrain est la norme ultime pour l'évaluation des dégradations de performance des composants et des systèmes photovoltaïques. De multiples méthodes d'analyse sont utilisées pour quantifier la production d'énergie et la dégradation de la puissance au fil du temps, y compris l'analyse du rapport de performance et l'analyse de régression linéaire multiple de PVUSA.

L'évaluation de la puissance produite change considérablement en fonction de l'irradiation, de la température et de la vitesse du vent. Depuis 1989, PVUSA ("PhotoVoltaics for Utility Scale Applications") était utilisée pour évaluer les systèmes PV à partir d'une collecte continue de données et d'un modèle de régression simple [57]. Le modèle est utilisé pour estimer la puissance fournie du système dans les conditions de test de PVUSA (PTC) (tableau 3.2). La méthode possède ses limitations [56] en ce qui concerne:

- la nécessité de collecter des données suffisantes (irradiations, température et vitesse du vent) ;
- l'insuffisance du modèle pour les faibles éclaircissements.

Plusieurs travaux rapportés ont utilisé les méthodologies PVUSA et le rapport de performance pour l'évaluation de la dégradation des performances.

P. McNutt et al. [92] ont observé l'évolution d'une rangée photovoltaïque de 1,5 kW_c durant six ans (septembre 1999 à mai 2006) et ont utilisé la méthode PVUSA. Cette rangée est composée de modules silicium amorphe. A l'issue de cette étude, ils ont observé une diminution de la puissance de sortie de 1,7% par an avec une oscillation saisonnière de $\pm 4\%$ pendant les 5 dernières années. A. Kimber et al. [93] ont passé en revue la méthode de puissance PVUSA et présentent deux méthodes complémentaires qui visent à améliorer cette méthode en termes de précision de modèle et en élargissant l'applicabilité à d'autres saisons. Ils présentent les résultats d'une évaluation de chaque méthode basée sur une analyse de régression de plusieurs systèmes PV (12 MW au total) situés dans une grande variété de climats. Ces systèmes comprennent une variété de technologies photovoltaïques, de différentes configurations de montage et de taille des rangées PV pour s'assurer que les conclusions soient applicables à un large éventail de modèles et de technologies photovoltaïques.

B. Marion et al. [94] ont comparé quatre paramètres de performances (le rendement final, le rendement de référence, le rapport de performance et la méthode de puissance PVUSA) suivant leurs pertinences à fournir les informations nécessaires sur les systèmes PV.

Les intervalles de confiance de chacun de ces paramètres ont été déterminés : $\pm 8,4\%$ pour le rendement final, $\pm 1,2\%$ pour le rapport de performance et $\pm 0,7\%$ pour PVUSA. Par conséquent, il a été déduit que le rapport de performance et la méthode de puissance PVUSA sont en mesure de détecter les dégradations des performances du système au fil du temps. Pour différents technologies recensées des taux de dégradations similaires ont été observés.

Après cinq années d'exploitation sous les conditions climatiques potentiellement rudes de Djibouti, les premiers signes de dégradation sont constatés, ce qui fait l'objectif de la partie suivante.

4.5- Analyse des dégradations des modules PV in-situ

Dans cette partie, nous nous intéressons à l'observation in-situ des dégradations des panneaux. Pour cela, nous avons effectué :

- des inspections visuelles des panneaux solaires du champ PV ;
- quelques mesures de la tension à l'ouverture (Voc) ;
- et des thermographies infrarouges sur certains panneaux présentant ou pas des défaillances visuelles.

4.5.1- Inspections visuelles

Pendant les différentes inspections visuelles, nous avons choisi 4 panneaux présentant des caractéristiques de dégradation similaires ou endommagés par une intervention externe (figure 4.9).

P1 : correspond à un panneau dont le verre est fissuré. Les fissures sur le panneau ont été découvertes le 6 août 2016.

P2 : correspond à un panneau fonctionnant normalement et ne présentant aucun problème visible.

P3 et P4: sont des panneaux endommagés par une intervention externe "jet de pierre". On observe des chocs bien distincts sur les photos qui ont causé la fissure des panneaux. Nous les avons décelés le 12 février 2017. P3 est du côté de la route de Haramous et P4 du côté de la route de l'aéroport.

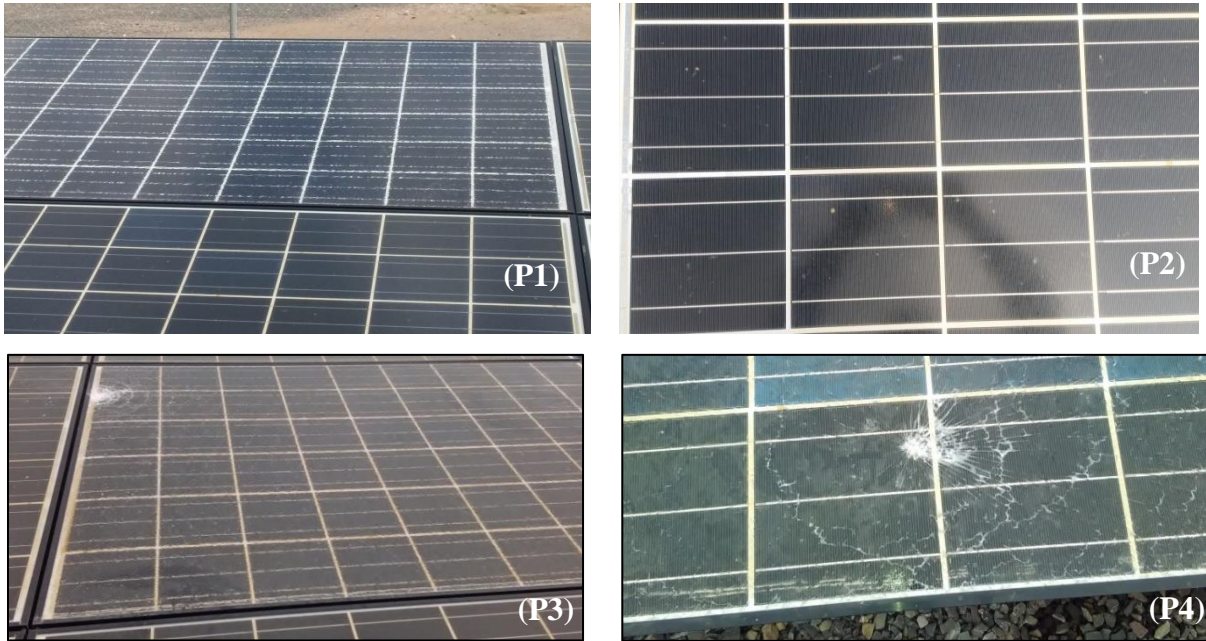


Figure 4.9 - Photographies des panneaux PV sélectionnés

4.5.2- Mesure de Voc de quatre panneaux

Afin d’observer une possible dégradation de la tension des modules PV endommagés, nous avons mesuré la variation à l’ouverture (Voc) des 4 panneaux solaire PV pendant deux jours distincts. Les mesures sont effectuées entre 9h30 et 16h30, elles sont regroupées dans la figure 4.10. La courbe en bleu clair représente la valeur de Voc, dans la fiche technique, elle est de 33,2 V. Ces tensions varient entre 29V et 30V et se chevauchent la plus grande partie du temps. Avec ces mesures, nous n’avons pas décelé de différences entre les panneaux fissurés et le panneau normal ce qui dans un premier temps nous montre que ces panneaux fonctionnent normalement. Il a été montré par Jordan et al. [95] que le Voc est le moins dégradé parmi les autres paramètres (Isc, FF, Pmax).

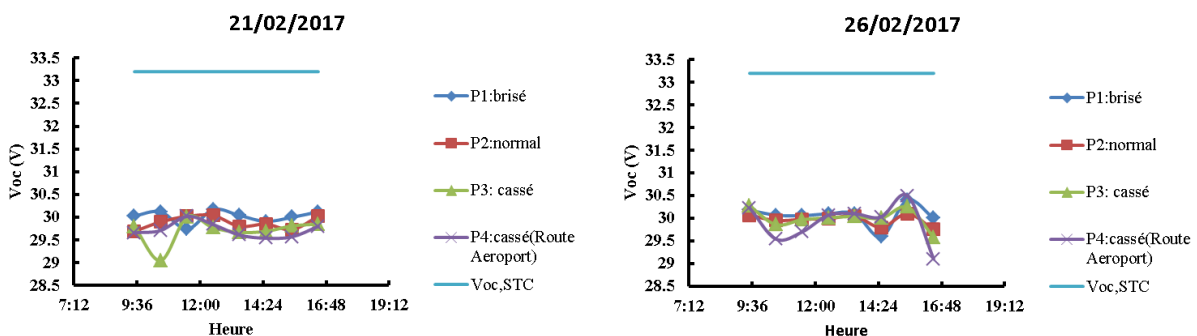


Figure 4.10 - Mesure de Voc pour P1, P2, P3 et P4

En sus, nous avons mesuré les résistances d'isolement pour observer les possibles fuites de courant qui peuvent engendrer l'électrocution. Nous n'avons constaté aucune fuite de courant pour les panneaux endommagés.

Afin de pousser notre analyse nous allons effectuer des thermographies infrarouges sur ces quatre modules PV.

4.5.3- Thermographie infrarouge

La thermographie infrarouge (IR) est un outil de diagnostic permettant de déceler des anomalies invisibles à l'œil nu. Elle permet également de montrer la distribution de la température sur la surface du module PV. Pour le cas de certains modules solaires, il est impossible de détecter les causes des fissures sur le vitrage du module photovoltaïque à l'œil nu. La détection peut se faire en utilisant des méthodes optiques. Pour ce travail nous avons choisi la thermographie infrarouge, du moment que nous possédons une caméra infrarouge (Chauvin Arnoux C.A 1886). Les images prises des différents modules sont ainsi traitées et analysées dans le logiciel RayCAm de Chauvin Arnoux.

Les mesures ont été faites dans les conditions de température ambiante de $T_{amb}=30^{\circ}C$ humidité relative de $HR=53\%$ et en supposant une émissivité de $\epsilon=0.95$.

Sur la **figure 4.11**, on représente une imagerie mixte entre les photographies réelles et la thermographie infrarouge des modules PV ; P1, P2, P3 et P4 :

- (a) montre le module qui s'est fissuré naturellement sans intervention externe, on peut constater sur ce module deux cellules PV en hot spot dont l'un est relié à la boîte de jonction du panneau. Ce panneau étant en hauteur dans la rangée il était difficile de prendre l'image infrarouge d'où notre choix de prendre l'image en bas du panneau. Egalement, nous trouvons ce choix très intéressant du fait la caméra n'est pas perturbé par les rayonnements solaires;
- (b) représente un panneau dans le champ PV qui ne présente aucune anomalie, après observation de l'image IR ;
- (c) représente le panneau du côté de la route de Haramous qui présente un choc sur le côté ;
- (d) représente le panneau du côté de la route de l'aéroport qui présente également un autre choc. Pour (c) et (d), l'emplacement des chocs des températures légèrement supérieures au reste du panneau. La non-transparence du verre brisé provoque des températures supérieures sur le lieu du choc par rapport autres endroits du module PV. L'écart de

température observé étant de 3°C entre le lieu du choc et le reste du panneau on ne peut dans ce cas parler de hot spot.

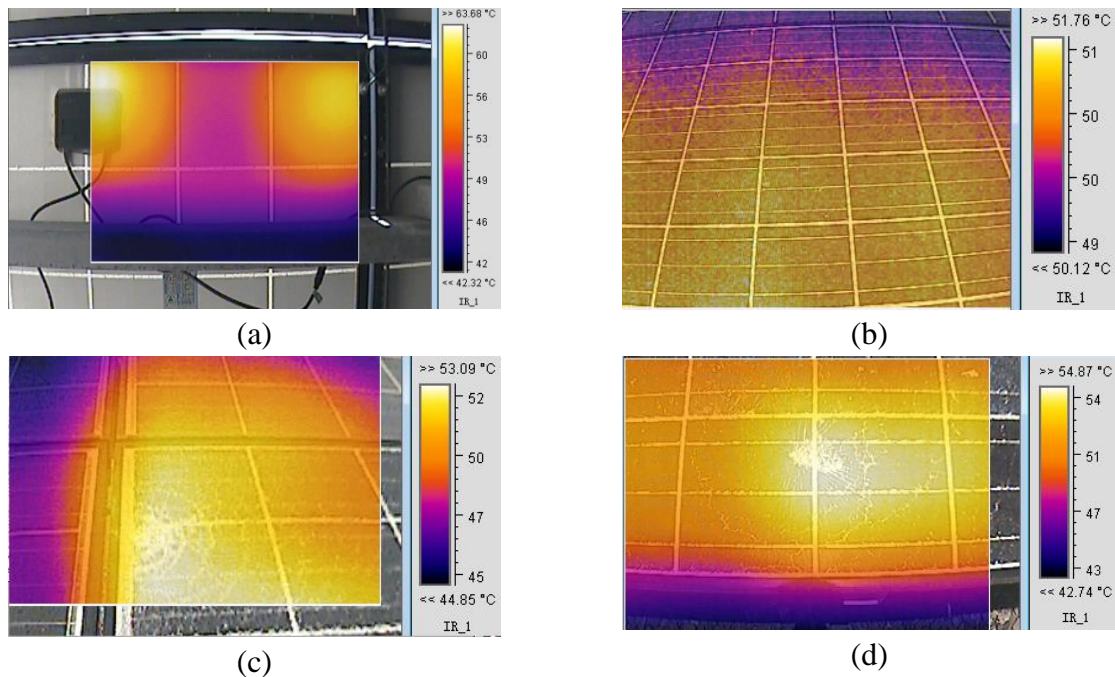


Figure 4.11 - Thermographie infrarouge des panneaux P1, P2, P3 et P4

Avec cette imagerie IR, nous avons pu déceler que la cause du craquement ou de fissure du panneau figure 4.11.(a) n'est autre que ces deux cellules qui sont en hot spot avec des températures supérieures à 60°C et un écart température de 10°C à 15°C avec les autres cellules. Pour les panneaux présentant des chocs, ces derniers ont provoqué le craquement des verres des panneaux, ce qui a également causé des hot spots sur d'autres cellules des mêmes modules PV. La figure 4.12 (a) et (b) montrent ces cellules avec hot spot. Des écarts de 10°C sont observés entre les cellules avec hot spot et les autres cellules PV. En prenant en image l'ensemble du panneau cassé du côté de la route de l'aéroport figure 4.12 (c), on peut observer deux cellules en surchauffe comparées aux autres cellules.

Davis et al. [96] ont rapporté des taux de dégradations élevés pour certaines rangées de panneaux solaires présentant des hot spots, d'où notre décision de remplacer tous les panneaux présentant des dégradations (craquement et/ou chocs). Car avec le temps, ces modules risquent de diminuer significativement les puissances de sorties des rangées dans lesquels ils se trouvent.

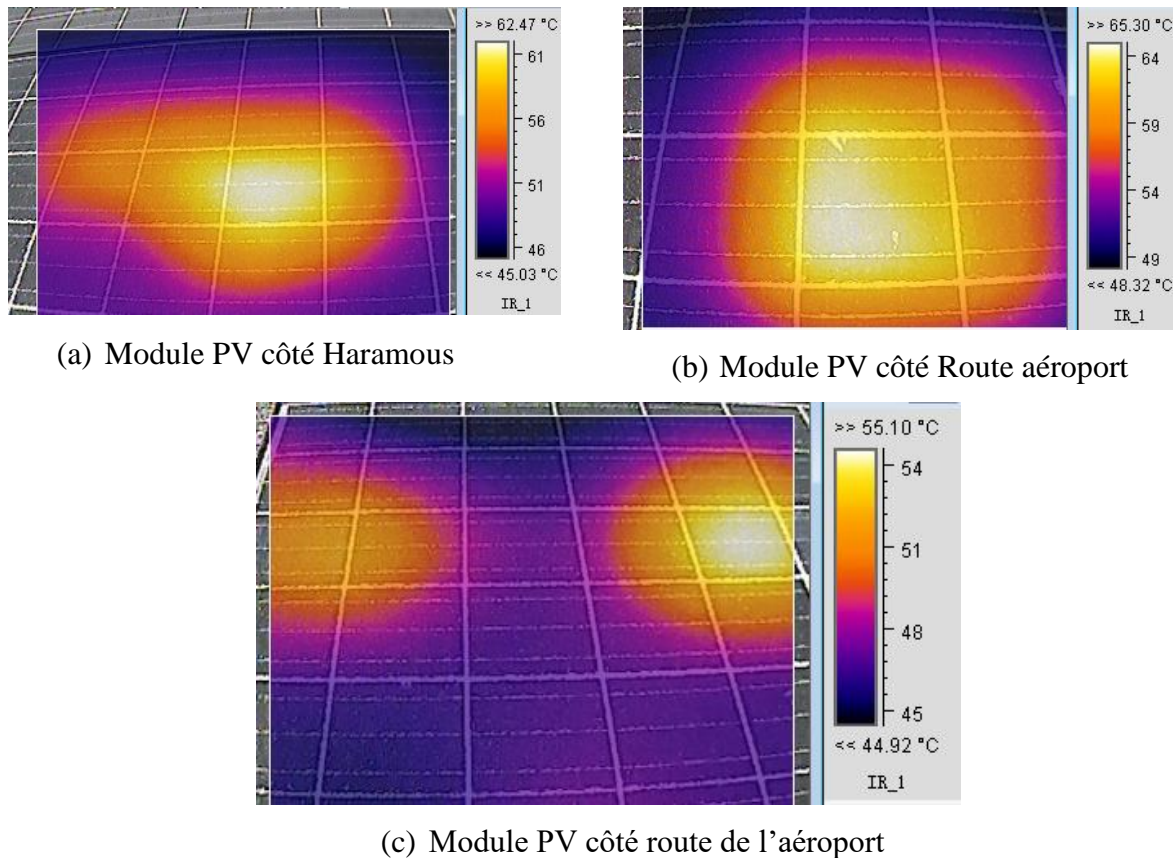


Figure 4.12 - Thermographie infrarouge présence de hotspot autre que le lieu des chocs

4.5.4- Autres observations sur les modules PV

Autre phénomène qu'on peut observer sur les rangées de panneaux solaires est le dépôt de poussière, comme on peut le constater sur la figure 4.13 (a). C'est un phénomène naturel qui est lié aux conditions arides du site de la centrale solaire. Le nettoyage des panneaux PV avec les serpillères en coton qu'on a préconisé dans le chapitre 2 peut provoquer des rayures des verres des panneaux. Pour le moment nous n'observons aucune rayure des surfaces des panneaux lors de nos différentes inspections visuelles figure 4.13 (b).

Egalement, sur le site de la centrale nous observons la légère décoloration des panneaux PV, comme on peut le constater sur la figure 4.13 (c). Cette figure représente un panneau récemment installé et un panneau qui est installé depuis plus de 5 ans. Ce mode de dégradation est souvent observé en milieu de vie des modules PV comme on peut le constater sur la figure 4.1. L'ordre d'importance des mécanismes peut changer suivant les conditions environnementales, ce qui est justifié pour le cas des modules PV du CERD. Finalement sur la figure 4.13 (d), nous constatons sur les bords de certains panneaux (intersection entre le cadre et le verre) une sorte de petites boules élastiques qui ne peut correspondre qu'à l'EVA. Cette

dernière étant une résine à caractère élastomère peut sous certaines températures se dilater et s'extirper du bord des panneaux.

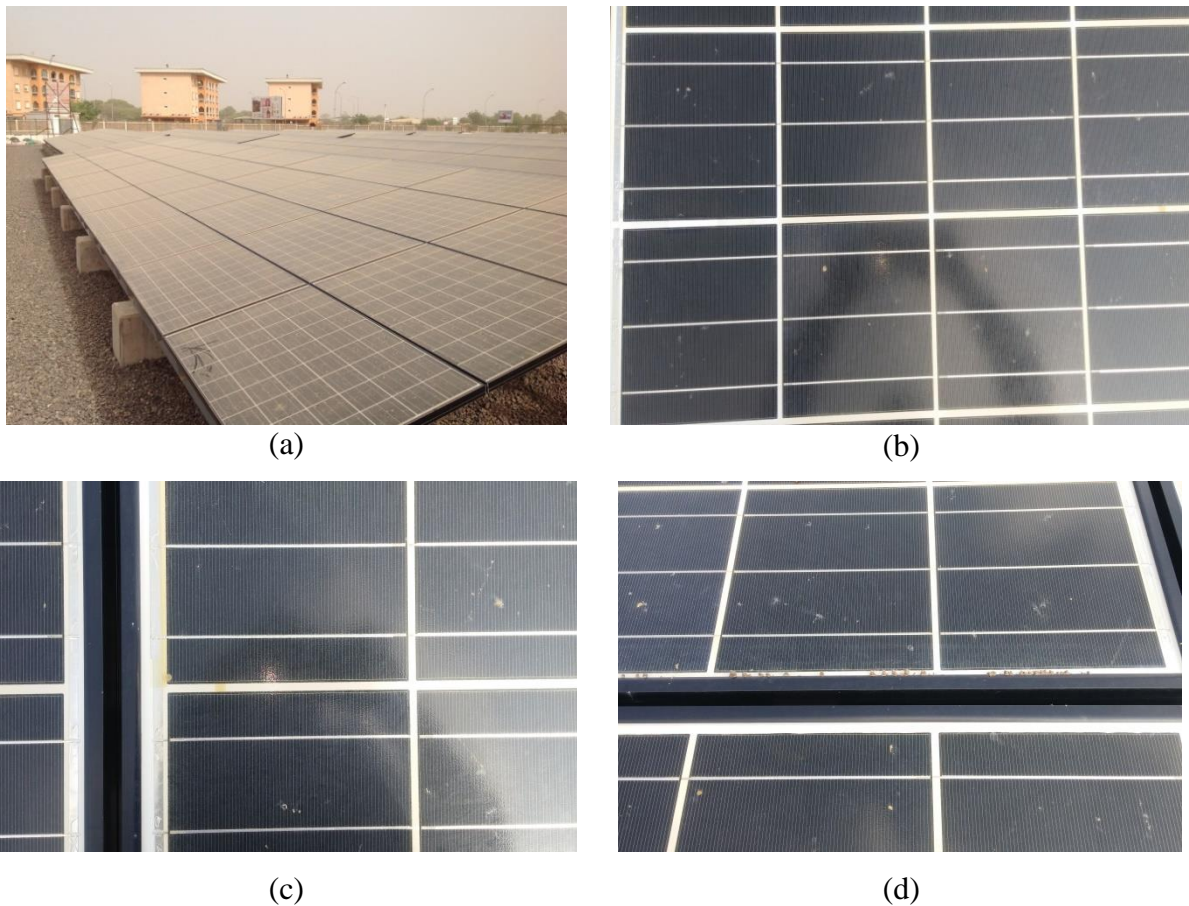


Figure 4.13 - Autres constatations sur les panneaux PV du site

4.6- Méthodologies d'analyse et de sélection des données

4.6.1- Méthode de la régression linéaire multiple

Le modèle de régression linéaire multiple est l'outil statistique le plus habituellement mis en œuvre pour l'étude de données multidimensionnelles. Selon cette approche, plusieurs modèles sont générés par une méthode commune de régression linéaire. La formulation matricielle standard du problème de moindres carrés a été utilisée, définit selon l'équation :

$$\beta = (X^T X)^{-1} X^T Y \quad (4.1)$$

où β est le vecteur des coefficients, Y est le vecteur des sorties, et X est la matrice d'informations ou matrice paramètre. Pour être précis, ceci correspond à la méthode des moindres carrés ordinaires pour laquelle les incertitudes sur les données sont supposés homogènes. Par exemple, pour le modèle PVUSA, appliqué à une série de n données on a :

$$Y = [P_1 \dots P_n]^T \quad (4.2)$$

$$\beta = [A \ B \ C \ D]^T \quad (4.3)$$

$$X = \begin{bmatrix} (I_{POA})_1 & (I_{POA}^2)_1 & (I_{POA} \cdot T_{amb})_1 & (I_{POA} \cdot W_S)_1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ (I_{POA})_n & (I_{POA}^2)_n & (I_{POA} \cdot T_{amb})_n & (I_{POA} \cdot W_S)_n \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

X est une matrice de conception n-par-p, avec des lignes correspondant à des observations et des colonnes aux variables prédictives. Y est un vecteur n-par-1 d'observations de réponse. Notons que n doit être supérieur au nombre de coefficients.

Dans MATLAB, les manipulations de matrices font partie de la bibliothèque standard de commande, permettant une syntaxe très compacte. Voici la commande de base mise en œuvre pour ce travail.

```
[b, bint, r, rint, stats] = regress (Y, X, alpha);
```

Cette commande retourne les solutions de la régression linéaire multiple avec :

b : les coefficients de régressions ;

bint : une matrice d'intervalles de confiance de 95% pour les coefficients b ;

r : un vecteur résidus ;

rint : intervalles des résidus pouvant servir à diagnostiquer des valeurs aberrantes ;

stats : analyse statistique de la régression multiple, contenant, dans l'ordre suivant, le coefficient de détermination (R^2), le test de Fisher (F) et la valeur p pour le modèle complet, et une estimation de la variance de l'erreur (MSE).

4.6.2- Analyse statistique des erreurs

- **Erreur type de la solution**

En statistique, l'erreur quadratique moyenne d'un estimateur \hat{y} d'un paramètre y de dimension 1 est une mesure caractérisant la « précision » de cet estimateur. Nous la noterons MSE (pour *Mean Squared Error*). Dans notre cas, elle est définie par le vecteur "stats" de la régression linéaire multiple.

La dispersion statistique des points de mesures relatives à la solution est quantifiée par le coefficient de variation (NMRSE) et l'écart type des estimateurs (RMSE). Ce dernier est défini par la racine carré de la moyenne des résidus (modèle – mesure) au carré :

$$\text{NRMSE} = \frac{\text{RMSE}}{\bar{y}} = \frac{1}{\bar{y}} \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n (\hat{y}_t - y_t)^2}{n - m - 1}} \quad (4.5)$$

Où y et \hat{y} correspondent respectivement aux données et aux valeurs prédites (modèle paramétré avec les coefficients connus). Les paramètres n et m correspondent aux nombres de données et nombres de coefficients.

- **Erreur type des coefficients**

L'incertitude dans chaque coefficient (A , B , C et D) est propagée par des coefficients de sensibilité, qui sont les dérivées partielles du côté droit de l'équation (3.11) du chapitre 3 (p.63) par rapport à chaque coefficient. Les dérivées partielles représentent les éléments de la matrice paramètre X . L'équation des sommes des carrés est utilisée pour le calcul ΔP :

$$\Delta P = \sqrt{\left(\frac{\partial P}{\partial A}\right)^2 (\Delta A)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial B}\right)^2 (\Delta B)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial C}\right)^2 (\Delta C)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial D}\right)^2 (\Delta D)^2} \quad (4.6)$$

Avec,

$$\frac{\partial P}{\partial A} = I_{\text{POA}} \quad (4.6.1)$$

$$\frac{\partial P}{\partial B} = I_{\text{POA}}^2 \quad (4.6.2)$$

$$\frac{\partial P}{\partial C} = I_{\text{POA}} \cdot T_{\text{amb}} \quad (4.6.3)$$

$$\frac{\partial P}{\partial D} = I_{\text{POA}} \cdot W_s \quad (4.6.4)$$

Par remplacement de chaque dérivée partielle dans l'équation (4.6) par sa valeur, on obtient la valeur de l'incertitude sur la puissance PVUSA,

$$\Delta P = \sqrt{(I_{\text{POA}} \cdot \Delta A)^2 + (I_{\text{POA}}^2 \cdot \Delta B)^2 + (I_{\text{POA}} \cdot T_{\text{amb}} \cdot \Delta C)^2 + (I_{\text{POA}} \cdot W_s \cdot \Delta D)^2} \quad (4.6)'$$

Les erreurs types des estimateurs e_p (ΔA , ΔB , ΔC et ΔD) sont évaluées par l'intermédiaire de la matrice de covariance.

$$C = \text{RMSE}^2 \cdot (X^T X)^{-1} \quad (4.7)$$

$$e_p = \sqrt{\text{diag}(C)} \quad (4.8)$$

Dans le code MATLAB, ces équations sont traduites de la manière suivante :

```
% Erreur type de la solution
mse=stats(4); % variance résiduelle
rms=sqrt(mse); % écart-type
nrms= rms/abs(mean(y)); % coefficient de variation

% Erreur type des coefficients
M = XX'*XX;
M = inv(M); % matrice inverse des produits
COV = mse*(M); % covariance
bvar = diag(COV); % les éléments diagonaux de la matrice de covariance
brms = sqrt(bvar); % erreurs des coefficients
```

4.6.3- Méthodologie de sélection des données pour leur analyse

Depuis le 28 janvier 2012, le laboratoire des Energies Nouvelles et Renouvelables du CERD a recueilli les données issues de la centrale solaire photovoltaïque. Pendant ces cinq dernières années, ce site a produit des données précieuses qui peuvent aujourd'hui être utilisées pour étudier les taux de dégradation, la performance et la durée de vie du système photovoltaïque. En même temps que le système PV des capteurs qui mesurent chaque minute les données, tels que l'irradiation solaire, la température, la tension, le courant, et la puissance sont également installés. Les données mesurées sont collectées par le système d'acquisition de données.

Après avoir collecté les données, il est intéressant et nécessaire de mettre en place une procédure de sélection (figure 4.14) pour obtenir un ensemble de données exploitable pour les méthodologies de PVUSA, PR et η . Comme mentionné précédemment dans le chapitre 2, toutes les données acquises ne sont pas valides puisque certaines défaillances (du réseau, bug du système d'acquisition, arrêt de la centrale, ...etc.) peuvent engendrer des données incorrects, donc ce type de données sont filtrés.

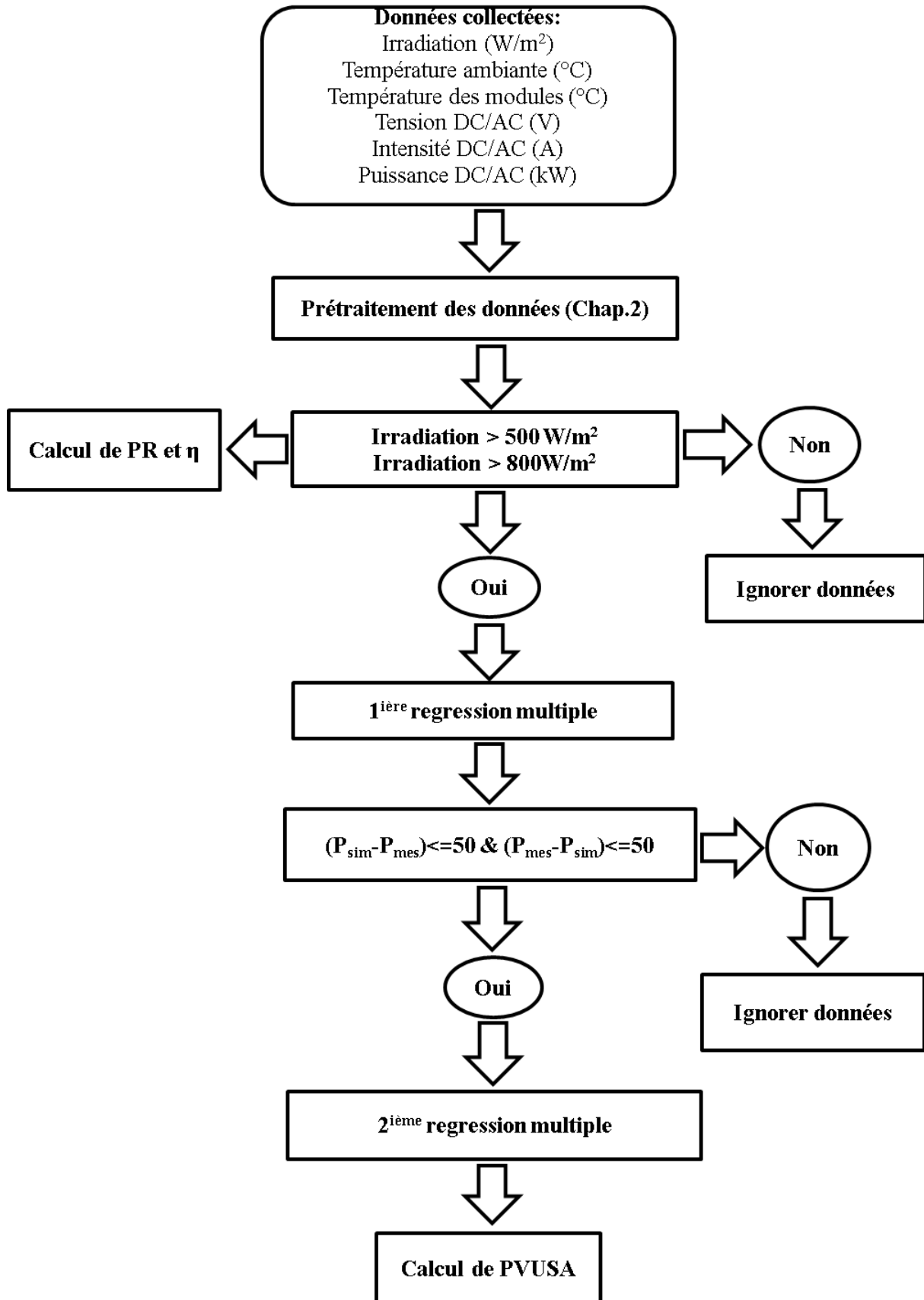


Figure 4.14 – Diagramme de sélection de données

Après prétraitement des données, celles présentant des taux d'irradiations inférieures à 500 W/m^2 et 800 W/m^2 sont ignorées. Les méthodes PVUSA, PR et η ont été utilisées pour analyser les données expérimentales recueillies pour cette étude. Ce diagramme de sélection de donnée essentiellement basé pour la méthode de régression multiple PVUSA qui n'utilise pas les très faible irradiations. Cette méthodologie de sélection de données est implémenté dans le code de calcul MATLAB.

4.6.4- Première et deuxième régressions multiples

Une première régression linéaire multiple est effectuée sur les données filtrées afin d'en extraire les coefficients de régressions A, B et C. Une fois ces derniers connus, la puissance simulée est calculée à partir de l'équation (3.12), chapitre 3 (p.63). Puis, nous avons observé la puissance simulée en fonction de la puissance mesurée afin d'identifier les valeurs présentant un écart de 50 kW (figure 4.15, haut).

Les valeurs anormales (en rouge), identifiées par un écart modèle-mesure supérieur à 50 kW, ont été supprimées du jeu de données (figure 4.15), avant d'effectuer une seconde régression linéaire multiple et de réévaluer la puissance PVUSA. De cette façon, la première régression a servi comme filtre de valeurs aberrantes.

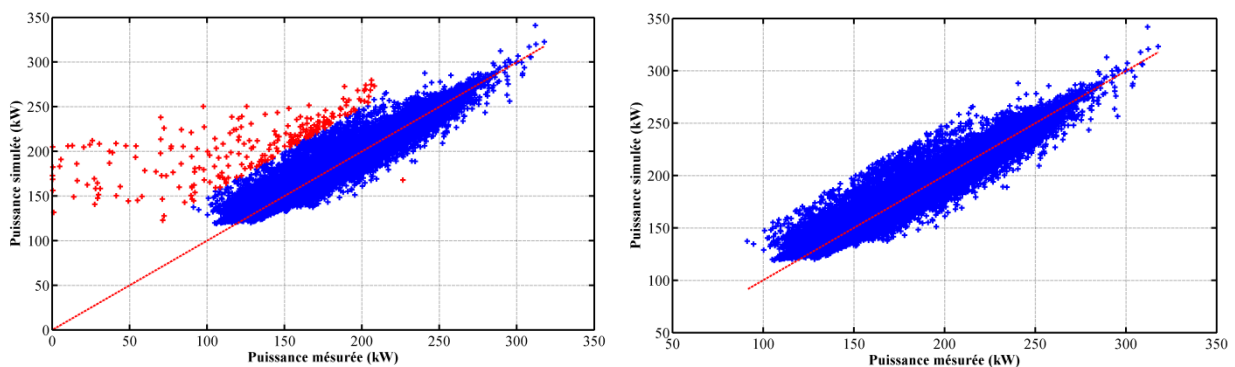


Figure 4.15 - Puissance simulée en fonction de la puissance mesurée avant et après filtrage des écarts supérieurs à 50 kW

4.6.5- Evaluation statistique du modèle de puissance PVUSA

PVUSA caractérise l'incertitude statistique de la puissance en utilisant un intervalle de confiance de 95%. Cela signifie que 95% des points dans un ensemble de données de notation du système, lorsqu'il est utilisé avec le modèle ajusté, donnera une puissance prédite dans la plage.

Trois solutions fournies par PVUSA dans les conditions PTC (1000 W/m^2 ; $20 \text{ }^\circ\text{C}$) sont présentées dans le tableau 4.1 pour les cinq années de données disponibles, correspondant avant et après prétraitement de valeurs aberrantes. La première solution correspond à l'application de la méthode PVUSA aux données sans prétraitement des valeurs aberrantes. Les deuxième et troisième solutions correspondent à l'application de la méthode PVUSA après prétraitement des données respectivement avec une régression multiple et une seconde régression multiple. Pour évaluer statistiquement ces différentes solutions, nous avons estimé les coefficients de détermination (R^2), les erreurs normalisées (NRMSE), les erreurs relatives ($\Delta P/P$) ainsi que les puissances PUSA. Ils sont représentés dans le tableau 4.1.

Tableau 4.1 : Evaluation de la méthode PVUSA

			2012	2013	2014	2015	2016
Sans prétraitement	Régression multiple	$R^2(\%)$	63,91	66,27	62,98	69,39	63,64
		NRMSE(%)	11,90	11,32	12,40	11,04	11,88
		$\Delta P/P (\%)$	0,85	0,77	0,81	0,72	0,81
		PUSA (kW)	281,20	290,78	294,70	294,46	280,19
Après prétraitement	1^{ère} régression multiple	$R^2(\%)$	90,66	92,68	91,80	90,92	90,85
		NRMSE(%)	4,90	4,35	4,62	5,08	5,01
		$\Delta P/P (\%)$	0,36	0,31	0,32	0,34	0,34
		PUSA (kW)	279,23	287,71	286,74	290,72	287,11
	2nd régression multiple	$R^2(\%)$	93,09	95,07	93,42	92,29	92,59
		NRMSE(%)	4,17	3,53	4,10	4,65	4,48
		$\Delta P/P (\%)$	0,31	0,25	0,29	0,32	0,31
		PUSA (kW)	280,00	288,54	287,14	291,07	287,72

L'utilisation de la méthode PVUSA avec des données sans prétraitement préalable, nous induit à des coefficients de détermination assez faible inférieurs à 70% pour les cinq années d'analyse. Ce qui montre une faible qualité de la prédiction de la régression linéaire multiple. Egalement, on observe des taux d'erreurs normalisés élevés supérieurs à 11%, ce qui montre une dispersion des données et des écarts types élevés lors de la régression. Dans un second temps, nous avons analysé les puissances PUSA après prétraitement des données et une première régression multiple, nous obtenons des coefficients de détermination supérieurs à 90% et des taux de dispersion de moitié réduites voire plus que la moitié. Par exemple, pour

2014, on passe d'une erreur normalisée de 12,40% à 4,62% ce qui fait un écart de 7,78%. Avec le prétraitement préalable des données, on obtient une baisse moyenne des erreurs de 6,92% pour NRMSE et de 0,46% pour $\Delta P/P$ sur les cinq ans.

Dans l'objectif de toujours amélioré (affiner) la précision des résultats obtenus avec la méthode PVUSA, nous avons également effectué un filtrage des écarts entre les puissances simulées et les puissances mesurées supérieurs à 50 kW (Diagramme de sélection des données) et une seconde régression multiple a été effectuée. Avec cette seconde régression, on obtient une augmentation de la précision, avec des R^2 plus élevé et une légère diminution des NRMSE de l'ordre de 0.61%. A cela s'ajoute qu'à chacun des étapes les erreurs relatives diminuent, plus l'erreur relative est petite, plus l'estimation est précise. Cela conforte la fiabilité de données utilisées pour calculer les puissances PUSA.

D'après les résultats de cette analyse, nous utiliserons dans la suite de ce travail la méthode PVUSA avec les données prétraitées et la seconde régression multiple.

4.6.6- Nombre de valeurs et coefficient de variation

Dans cette partie, nous avons estimé le nombre de points de puissance utilisés pour la régression et les coefficients de variation pour chaque puissance (figure 4.16). Le nombre moyen de points de puissance est de 10130 pour chaque mois de notre étude avec un minimum de points de puissance en juillet 2013 et un maximum de 12200 pour le mois d'octobre 2016.

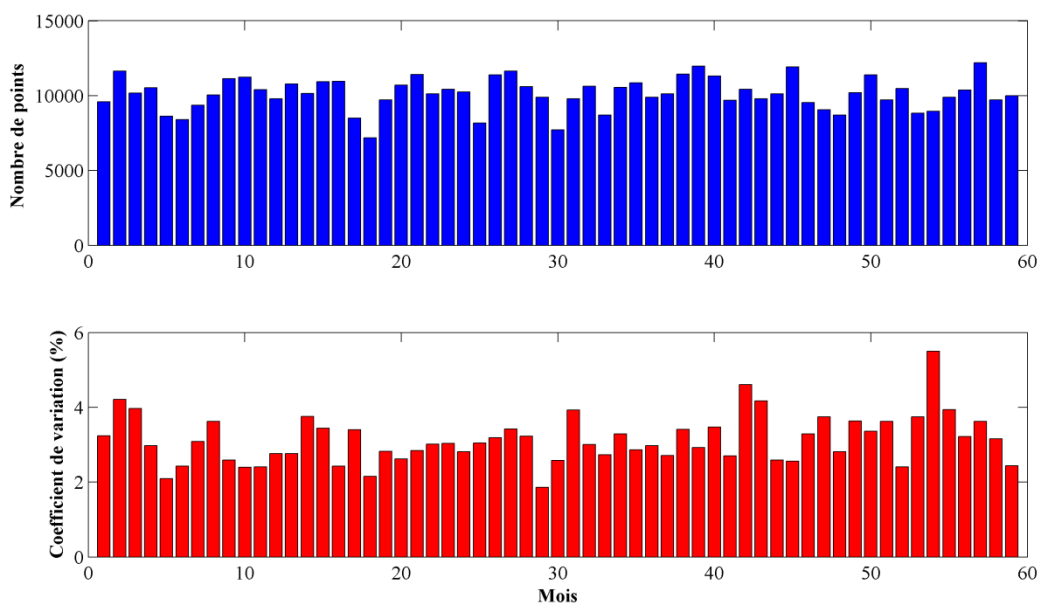


Figure 4.16 - Nombre de points et coefficients de variation à la régression

Le coefficient de variation varie entre un minimum de 1,86 % en juin 2014 et un maximum de 5,49 % en juillet 2016 avec une moyenne de 3,13 %. Les nombres de valeurs de puissances sont les plus faibles pour les périodes d'été de juin à août car certainement dû au filtrage des puissances aberrantes liées aux délestages et autres bugs des systèmes d'onduleurs. Mais aussi pour ces mois, on a le moins de dispersion de puissances en termes de coefficient de variation.

4.7- Analyse de l'évolution des performances au cours du temps

4.7.1- Performance ratio et rendement

Les figures 4.17 et 4.18 représentent le rapport de performance (PR) et rendement (η) respectivement des panneaux solaires PV et de la centrale solaire PV pour des quantités d'irradiations supérieures à 500 W/m² et 800 W/m². Les résultats présentés dans ces figures sont un exemple d'utilisation de PR et η pour mesurer les variations de performance au cours du temps.

Une baisse des performances au fur et à mesure des années est observée pour les deux paramètres de performances étudiés dans cette section. PR_{ac_500} varie de 87% en 2012 à 83,6% en 2016, ce qui fait un écart de 3,4% pour ces 5 années d'exploitation de la centrale. Cet écart est de 2.6% pour PR_{ac_800} entre 2012 et 2016. Egalement, η_{ac_500} varie de 12,23% en 2012 à 11,82% en 2016. Des écarts de 0,41% et de 0.32% sont observés respectivement pour η_{ac_500} et η_{ac_800} entre 2012 et 2016. Nous observons une diminution des écarts entre la première et la dernière année d'exploitation de la centrale solaire PV en augmentant le seuil de filtrage des quantités d'irradiations. Par ailleurs, nous observons des courbes plus lisses pour les performances calculées pour un seuil d'irradiation supérieur à 500 W/m² que pour un seuil de 800 W/m², dû aux nombres de données avec lesquelles s'effectue l'évaluation des performances.

Etant normalisés par rapport à la quantité d'irradiation, l'analyse de ces paramètres de performances montre qu'ils sont affectés par la variation de la température et l'empoussièrement des panneaux PV que la centrale subie pendant la saison chaude. Les baisses durant ces périodes sont discutées dans le chapitre précédent. D'après les figures 4.17 et 4.18, nous constatons que ces deux paramètres de performances sont similaires dans leur évolution au cours du temps d'où nous nous focaliserons sur PR pour l'analyse de la dégradation.

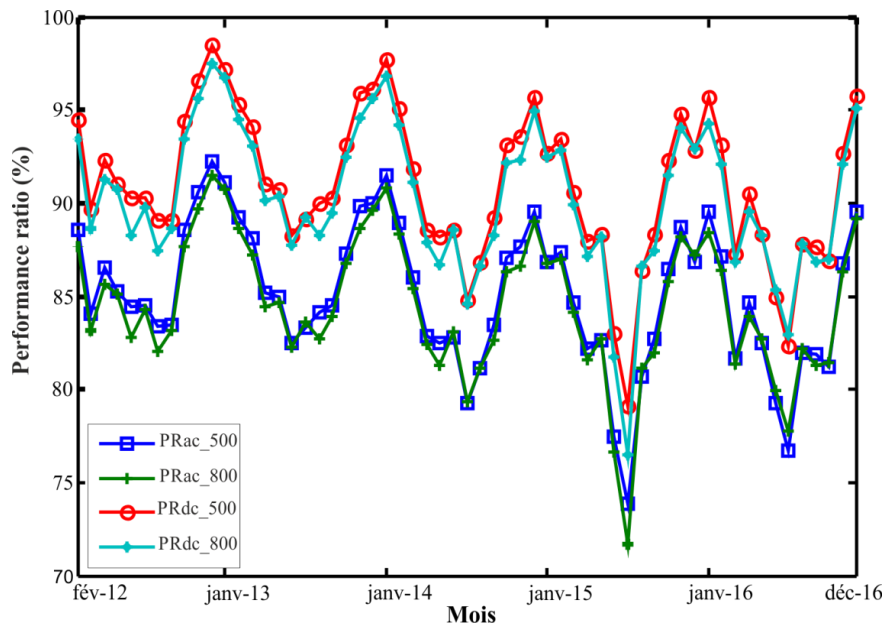


Figure 4.17 - Evolution du rapport de performance, DC et AC pour $I_{POA} > 500 \text{ W/m}^2$ et $I_{POA} > 800 \text{ W/m}^2$

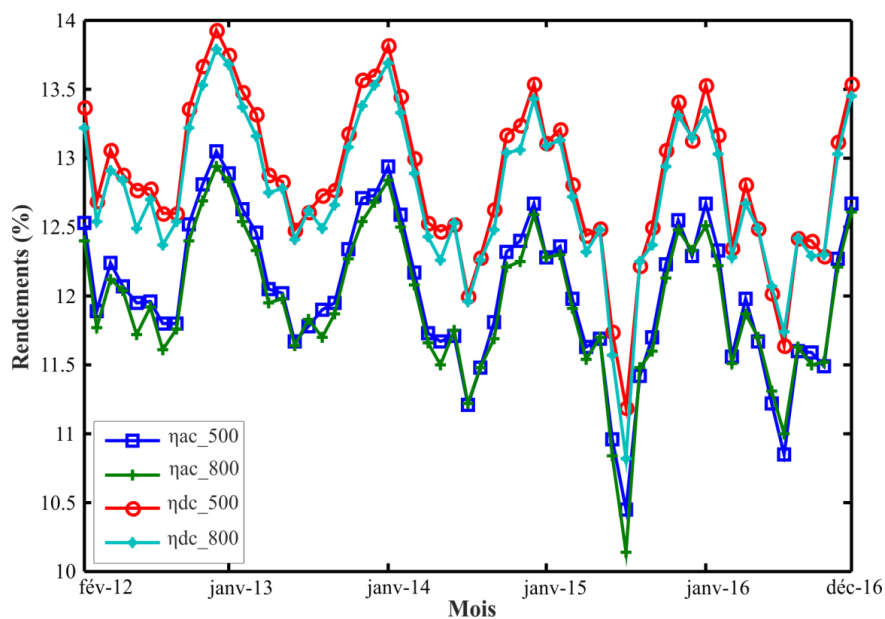


Figure 4.18 - Evolution du rendement, DC et AC pour $I_{POA} > 500 \text{ W/m}^2$ et $I_{POA} > 800 \text{ W/m}^2$

Malgré que les conditions climatiques n'aient pas évolué durant ces cinq années d'exploitation de la centrale, la décroissance des valeurs annuelles indiquent une perte et/ou une dégradation des performances au cours de ces années. Les taux de dégradations des performances (PR et η) ainsi que la méthodologie utilisée pour son analyse sont présentés dans la section (3.4.1) du chapitre 3.

4.7.2- Modèle PVUSA avec les conditions PTC

La puissance de sortie d'un système PV est très sensible à différents facteurs climatiques tels que l'ensoleillement, la température ambiante, la vitesse du vent, etc. Par conséquent, il est important d'établir un ensemble cohérent de conditions de référence pour évaluer la puissance du système solaire PV (tableau 3.2, chapitre 3). Il est tout d'abord nécessaire de réaliser un prétraitement des données collectées avant la mise en œuvre de la méthode (Tableau 4.1).

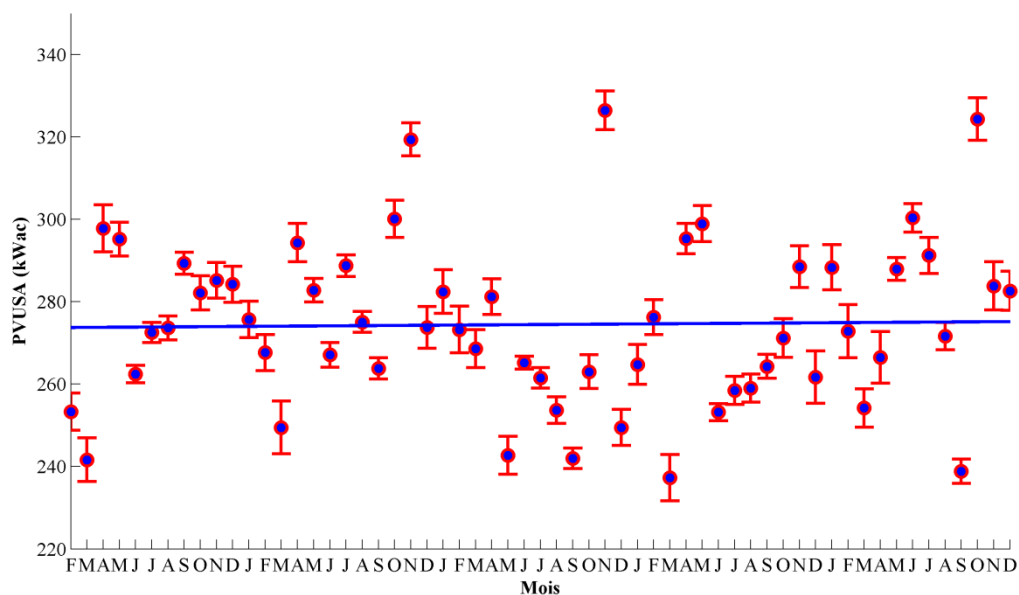


Figure 4.19 - Moyenne mensuelle des puissances dans les conditions PTC

La figure 4.19 représente pour chaque mois les valeurs de la puissance PVUSA de sortie dans les conditions PTC ainsi que les incertitudes associées. Nous observons sur cette figure des puissances fluctuantes autour d'une moyenne de $274,50 \pm 4,12$ kWac. Le mois de novembre 2014 présente la puissance PVUSA la plus élevée avec $326,43 \pm 4,71$ kWac. Le mois de mars 2015 présente la valeur la moins élevée de PVUSA $237,25 \pm 5,61$ kWac. Pour la plupart, les résultats semblent plus importants que ce qui est attendu : la température moyenne d'un champ PV bien ventilé aux conditions STC est typiquement d'environ 50°C , donc 25°C supérieur aux conditions STC. Supposant un coefficient de température de $0,5\ \%/K$, la puissance PVUSA de la centrale à Djibouti devrait être vers 260 kW. La fluctuation (figure 4.19) constatée est certainement due en partie au fait que les conditions du modèle ne correspondent pas aux conditions réelles d'exploitation de la centrale. Egalement, le problème est que le modèle PVUSA est une approximation, et si on extrapole aux conditions plus éloignées des conditions réelles, les erreurs liées avec cette approximation devraient

augmenter. De plus, ces variations des puissances PVUSA peuvent être attribuées à la gamme de données sur lesquelles la régression est effectuée, aux non-linéarités dans les performances des modules photovoltaïques et aux variations du spectre solaire.

4.7.3- Modèle PVUSA avec les conditions DTC

L'application de la méthode PVUSA pour la centrale à Djibouti et les résultats par mois indiquent une dispersion assez importante (figure 4.19). L'explication que nous proposons "pour le moment" est que le modèle est en effet trop simpliste : les corrélations puissance (rayonnement, température, vent) ne sont pas linéaires dans la réalité. Une façon de diminuer l'impact de la simplicité du modèle est de modifier les conditions de référence pour que l'extrapolation soit plus courte. Ici on s'intéresse à utiliser PVUSA pour corriger l'effet météo et évaluer le taux de dégradation. On ne s'intéresse pas à comparer les puissances PVUSA de la centrale installée au CERD avec d'autres centrales du monde.

Tableau 4. 2 : Couples de conditions test

	700	800	900	1000
20	◆	◆	◆	PTC
25	◆	◆	◆	◆
30	◆	◆	◆	◆
35	◆	◆	◆	◆
40	◆	◆	◆	◆

Pour cela, plusieurs couples de conditions tests différentes des conditions test PVUSA ont été observés. Ces conditions comprennent des températures et quantités d'irradiations différentes et sont montrées dans le tableau 4.2. Nous avons fait varier les températures en gardant les quantités d'irradiations constantes et vice versa pour calculer pour chaque couple de conditions tests les puissances de sorties mensuelles. Pour chaque couple de conditions, nous avons obtenus les puissances du modèle PVUSA représentés dans les graphiques suivants :

- Le graphique (en haut à gauche) représente les puissances dans les conditions : (700 ; 20), (700 ; 25), (700 ; 30), (700 ; 35) et (700 ; 40);
- Le graphique (en haut à droite) représente les puissances dans les conditions : (800 ; 20), (800 ; 25), (800 ; 30), (800 ; 35) et (800 ; 40);

- Le graphique (en bas à gauche) représente les puissances dans les conditions : (900 ; 20), (900 ; 25), (900 ; 30), (900 ; 35) et (900 ; 40);
- Le graphique (en bas à droite) représente les puissances dans les conditions : (1000 ; 25), (1000 ; 30), (1000 ; 35) et (1000 ; 40);

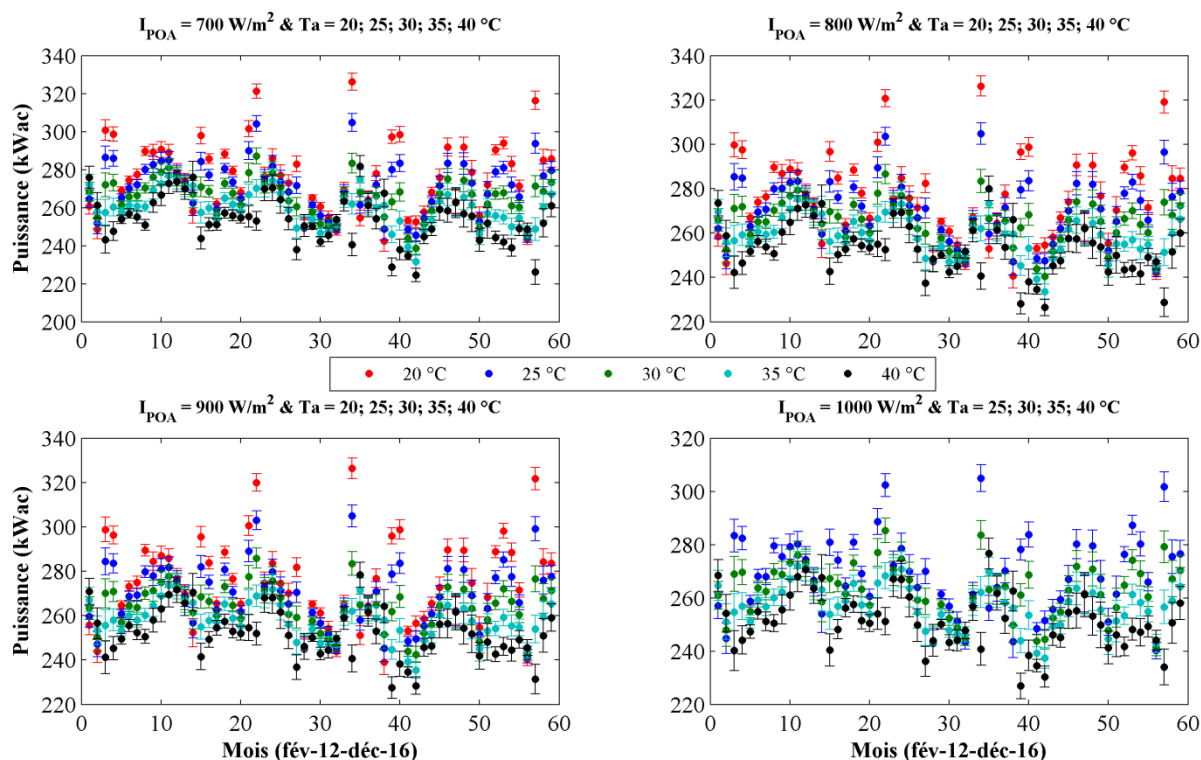


Figure 4.20 - Modèle PVUSA étudié pour différents couple de conditions tests

Dans les différents graphiques de la figure 4.20, on peut observer qu'en faisant varier la température tout en maintenant les quantités d'irradiations constantes une baisse de la moyenne des puissances de sorties. Le choix de la température est important pour la stabilité de la valeur de puissance obtenue.

Eu égard des différentes couples de conditions tests, nous intégrons des conditions tests modifiées adaptées aux conditions du site de la centrale solaire PV et en général aux conditions climatiques de Djibouti. Ils sont déduits à partir des données météo du site. Nous les nommons "**Djibouti Test Conditions**" ou DTC (**irradiation : 800 W/m² ; température : 32°C ; vitesse du vent : 2,6 m/s**). Par comparaison avec le modèle PVUSA dans les conditions PTC, ces conditions nous procurent des puissances moins fluctuantes et plus stable (figure 4.21) par comparaison aux puissances dans les conditions PTC. Ces puissances sont comprises entre $237,74 \pm 3,5$ kWac pour le mois juillet 2015 et $279,75 \pm 4,53$ kWac pour le

mois de novembre 2013, avec une puissance moyenne mensuelle de $262,20 \pm 4,12$ kWac pour les cinq années d'exploitation de la centrale.

Une différence dans l'estimation de la dégradation des performances est observée par changement des conditions de translation. D'où la nécessité d'analyser le taux de dégradation des puissances pour la période de suivi et d'exploitation de la centrale solaire.

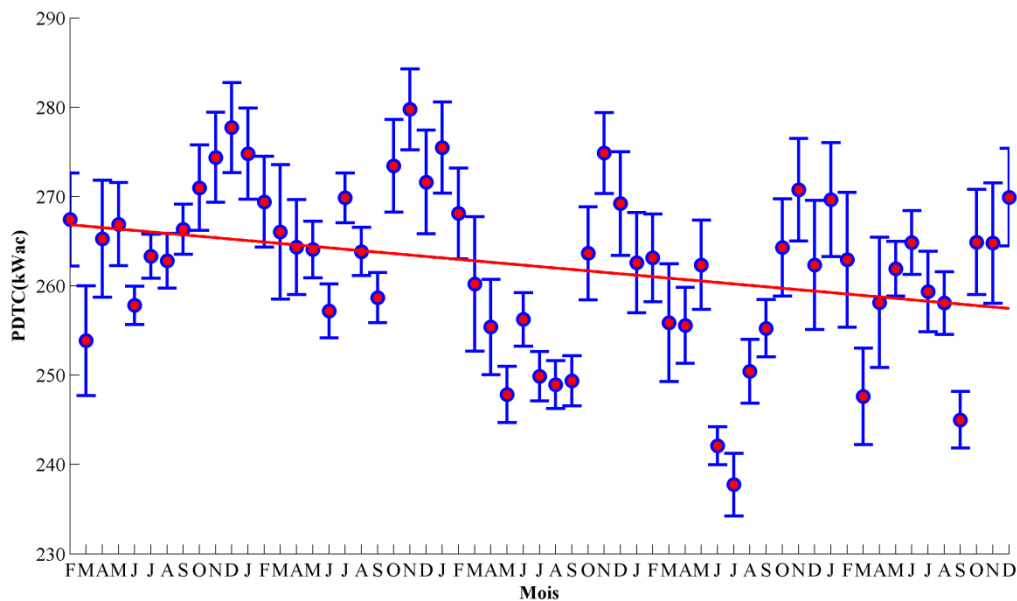


Figure 4.21 - Moyenne mensuelle des puissances dans les conditions DTC

4.8- Evaluation du taux de dégradation

4.8.1- Analyse statistique

Les méthodes statistiques utilisées pour estimer la tendance de performance au fil du temps ont un grand impact sur le taux de dégradation résultant. Le but de l'analyse statistique est de calculer la tendance de la série temporelle de performance PV et de traduire la pente de la tendance en taux de dégradation annuel, en unité de pourcentage par an (%/an). Les méthodes basées sur le modèle tel que la régression linéaire, la décomposition classique par moyenne glissante "Classical Seasonal Decomposition", le lissage exponentiel "Holt Winters" et la moyenne glissante auto-régressive (ARIMA) nécessitent la spécification d'un modèle stochastique de séries temporelles alors que les méthodes de filtrage non paramétriques, telles que la régression locale ou LOESS "LOcally wEighted Scatterplot Smoothing" ne nécessitent pas de spécification d'un modèle et sont populaires en raison de leur simplicité.

La méthode la plus utilisée dans la littérature est la régression linéaire. Elle est utilisée pour ajuster l'équation 4.9 à la série temporelle des performances PV.

4.8.2- Calcul du taux de dégradation

La méthode de régression linéaire a été utilisée pour générer des droites de tendance de séries temporelles décrites par l'équation 4.9 à partir des moyennes mensuelles des puissances.

$$P_t = x_1 \cdot t + x_2 \quad (4.9)$$

Avec x_1 et x_2 correspondant à l'ordonnée à l'origine et la pente de la droite de tendance ; x_1 , x_2 ainsi que τ_{regress} (=12 pour les mois, 52 pour les semaines) sont utilisés dans l'équation 4.10 pour donner le taux de dégradation.

$$R_d \left(\frac{\%}{\text{an}} \right) = \left(\frac{x_1 \cdot \tau_{\text{regress}}}{x_2} \right) \cdot 100 \quad (4.10)$$

R_d désigne le taux de réduction de performance maximale dans le temps d'un système PV. Il est communément exprimé en %/an et est effectivement donné en $R_d \pm \Delta R_d$. L'équation des sommes des carrés est utilisée pour déterminer ΔR_d :

$$\begin{aligned} \Delta R_d &= \sqrt{\left(\frac{\partial R_d}{\partial x_2} \right)^2 (\Delta x_2)^2 + \left(\frac{\partial R_d}{\partial x_1} \right)^2 (\Delta x_1)^2} \\ &\approx \left(\frac{\tau_{\text{regress}}}{x_2} \right) (\Delta x_1) \end{aligned} \quad (4.11)$$

Le terme avec Δx_2 a un effet minimal sur ΔR_d et peut donc être négligé. La contribution principale provient de l'incertitude de la pente, Δx_1 .

4.8.3- Taux de dégradation par variations des conditions tests

Pour chacun des couples (Irradiation/ Température ambiante) de conditions tests définies dans le tableau 4.2, nous avons déterminé les taux de dégradation, ainsi que leur incertitudes et les écarts types (figure 4.22).

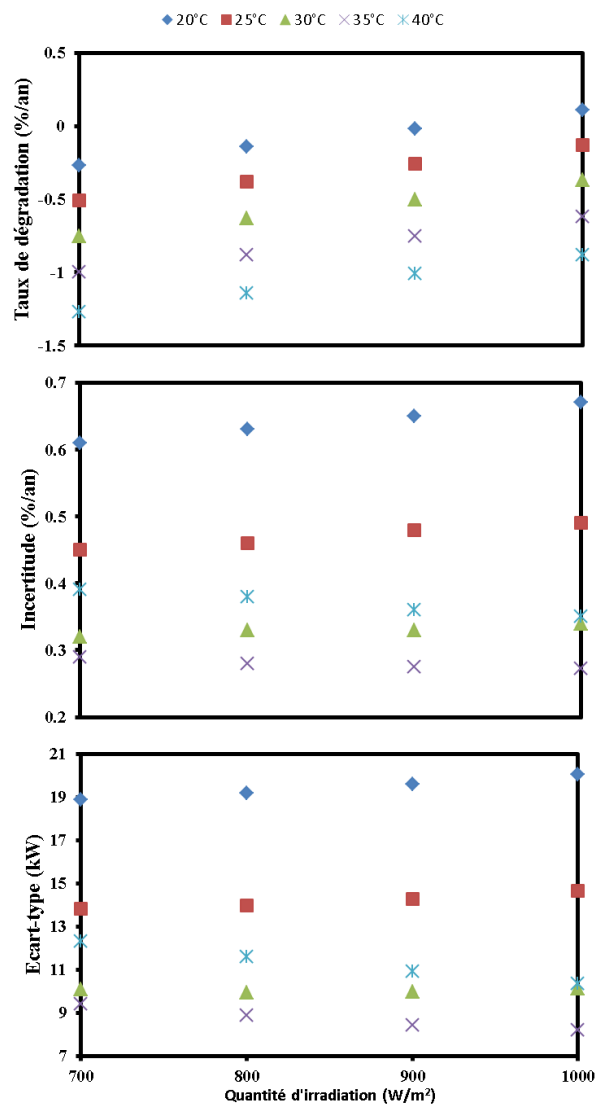


Figure 4.22 - Taux des dégradations, incertitudes et écart-type en fonction de la quantité d'irradiation et de la température

Lorsque, nous augmentons la quantité d'irradiation en gardant la température constante nous observons un taux de dégradation moins prononcé. R_d diminue en moyenne de 0,13 %/an par augmentation de l'irradiation de 100 W/m^2 . Inversement, pour une quantité d'irradiation constante et une augmentation de la température ambiante, nous constatons un taux de dégradation plus prononcé. R_d augmente en moyenne de 0,25 %/an par augmentation de la température de 5°C . Les incertitudes et les écarts types liés au taux de dégradation restent très peu variables par variation de la quantité d'irradiation, alors qu'elles diminuent par augmentation de la température jusqu'à une valeur seuil de 40°C où l'incertitude et les écarts types augmente à nouveau, cela montre que la variation de la quantité d'irradiation a très peu d'impact sur l'incertitude et les écarts types contrairement à la température ambiante.

Dans cette partie de notre analyse, nous observons qu'en s'approchant des conditions tests DTC, les incertitudes et les écarts types liés aux taux de dégradation diminuent ce qui conforte la pertinence de notre de choix. Il est important également de souligner que les taux de dégradations sont influencés par le choix des conditions de références. Plus on est loin des conditions du site plus les incertitudes et les écarts types sont élevés.

Dans ce qui suit, nous évaluons les taux de dégradations observés par les différentes méthodologies.

4.8.4- Détermination des taux de dégradations

L'évaluation de la dégradation de performance à long terme sur la période de février 2012 à décembre 2016 en filtrant les irradiances sous un seuil de 500 W/m^2 et 800 W/m^2 , montre des taux de dégradation différents suivant la méthode utilisée et le filtre appliqué. Le tableau 4.3 résume les taux de dégradations en pourcentage par an (%/an) pour les différentes méthodes utilisées dans ce chapitre.

Des taux de dégradations similaires sont observés pour les méthodes utilisant le rendement (η) et le rapport de performance (PR). Pour les quantités d'irradiations supérieures à 500 W/m^2 , les taux sont de $-0,96 \pm 0,37 \text{ \%/an}$ et $-1,01 \pm 0,38 \text{ \%/an}$ respectivement pour la partie DC et la partie AC du système solaire photovoltaïque. Pour les quantités d'irradiations supérieures à 800 W/m^2 , ces taux sont de $-0,84 \pm 0,38 \text{ \%/an}$ et $-0,86 \pm 0,38 \text{ \%/an}$. Le filtrage des données dans les deux gammes d'irradiation supérieures à (500 W/m^2 et 800 W/m^2) donne différentes taux de dégradation pour PR et η . Une différence moyenne de 0,12 % et de 0,15 est observée dans PR_{dc} et PR_{ac} . Les résultats de la puissance PUSA dans les conditions PTC indiquent que ce système PV n'a subi aucune dégradation au cours de la période de surveillance et qu'il a enregistré une augmentation de $0,057 \pm 0,68 \text{ \%/an}$ pour PUSA_{dc} et de $0,085 \pm 0,68 \text{ \%/an}$ pour PUSA_{ac} . Par changement des conditions de référence, nous avons réussi à détecter les taux de dégradation avec le modèle PVUSA. Le taux de dégradation ainsi obtenu dans ces nouvelles conditions est de $-0,70 \pm 0,29$ pour PDTC_{dc} et de $-0,74 \pm 0,29 \text{ \%/an}$ pour PDTC_{ac} . Dans ces nouvelles conditions DTC, nous obtenons des incertitudes et des écarts-types inférieures à ceux observées dans les conditions PTC. Par comparaison des méthodologies appliquées, la dégradation du modèle PVUSA dans les conditions DTC montre les plus faibles taux de dégradations et incertitudes, cela montre qu'on est plus proche de la réalité avec ces nouvelles conditions.

Tableau 4. 3 : Taux de dégradation annuelle

	Taux de dégradation (%/an)							
	η_{dc}	η_{ac}	PR_{dc}	PR_{ac}	$PUSA_{dc}$	$PUSA_{ac}$	$PDTC_{dc}$	$PDTC_{ac}$
$I_{POA}>500$	-0,96	-1,01	-0,96	-1,01	0,057	0,085	-0,70	-0,74
W/m^2	$\pm 0,37$	$\pm 0,38$	$\pm 0,37$	$\pm 0,38$	$\pm 0,68$	$\pm 0,68$	$\pm 0,29$	$\pm 0,29$
(Ecart-type)	(0,57)	(0,54)	(4,02)	(3,83)	(21,34)	(20,06)	(9,64)	(9,03)
$I_{POA}>800$	-0,84	-0,86	-0,84	-0,86	—	—	—	—
W/m^2	$\pm 0,38$	$\pm 0,38$	$\pm 0,38$	$\pm 0,38$				
(Ecart-type)	(0,56)	(0,53)	(3,97)	(3,74)				

Une conclusion préliminaire qu'on peut tirer de ce travail la méthode PVUSA dans les conditions PTC ne détecte pas la dégradation de performance dans le temps, d'où la nécessité d'ajuster les conditions aux conditions de référence locale dans lesquels évolue la centrale solaire, en l'occurrence les conditions DTC.

4.9- Influence de la vitesse du vent sur le modèle PVUSA

Sur le site d'une centrale solaire, la vitesse et la direction du vent ont une importance capitale. Ils participent à la ventilation mais également à l'empoussièrement des panneaux soit par déposition soit par enlèvement (déplacement). Dans cette partie, nous analyserons le vent sur le site de la centrale solaire PV (vitesse, direction, fréquence, etc). En sus, nous analyserons l'influence de la vitesse du vent sur le modèle PVUSA. La vitesse et la direction sont mesurées par un anémomètre et une girouette installés dans le champ de la centrale solaire PV sur un mât d'une hauteur de 6 m (chapitre 2).

4.9.1- Analyse de la vitesse du vent sur le site

Afin d'observer le profil de la vitesse du vent, nous avons regroupé dans la figure ci-dessous la variation horaire mensuelle de la vitesse du vent pour l'année 2015. Ces données sont générées avec un pas de 10 minutes par le système d'acquisition NRG symphonie (Annexe A.11). A partir de la figure 4.23, nous observons sur le site de la centrale solaire des vitesses moyenne horaire de vent supérieures à 2 m/s entre 5h00 et 20h00 pendant toute l'année. Les

pics de vitesse du vent sont atteints entre 8h à 12h avec des vitesses moyennes supérieures à 4 m/s. La vitesse moyenne horaire annuelle est de 2.6 m/s

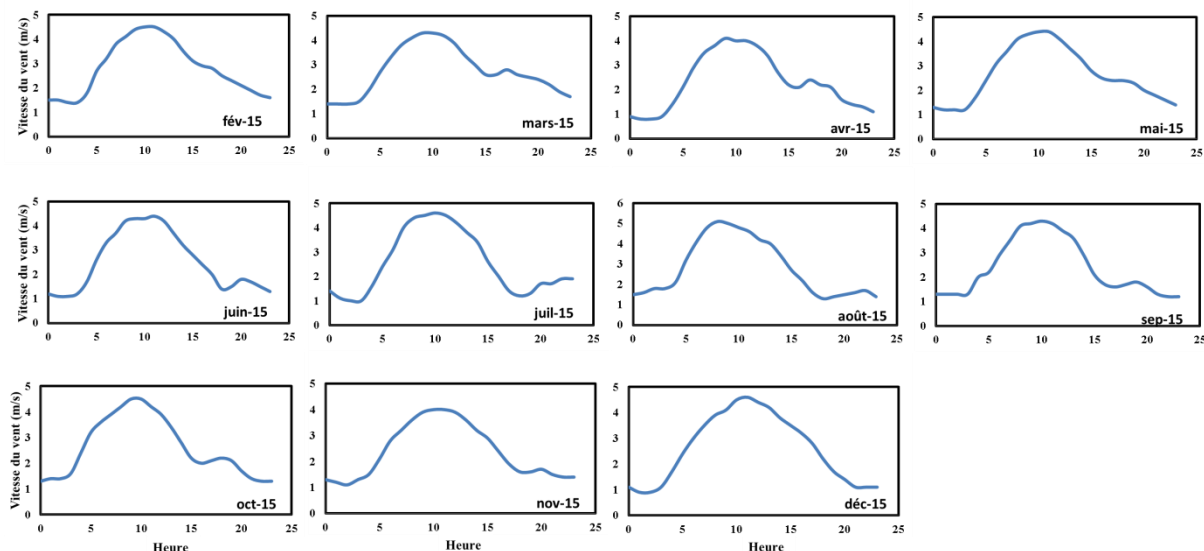


Figure 4.23 – Profils des vitesses du vent horaires mensuelles

4.9.2- Puissance calculée avec et sans vitesse de vent

Après une analyse de la vitesse du vent, nous avons intégré ces profils de vitesses mensuelles horaires dans le modèle PVUSA afin d'analyser la contribution de la vitesse du vent sur le modèle. Il faut rappeler que PVUSA n'utilise que les taux d'irradiations supérieurs à 500 W/m^2 , ce qui coïncide avec les vitesses pics de l'ordre de 4 m/s sur la figure 4.23. Les résultats ainsi obtenus sont résumés sur la figure 4.24.

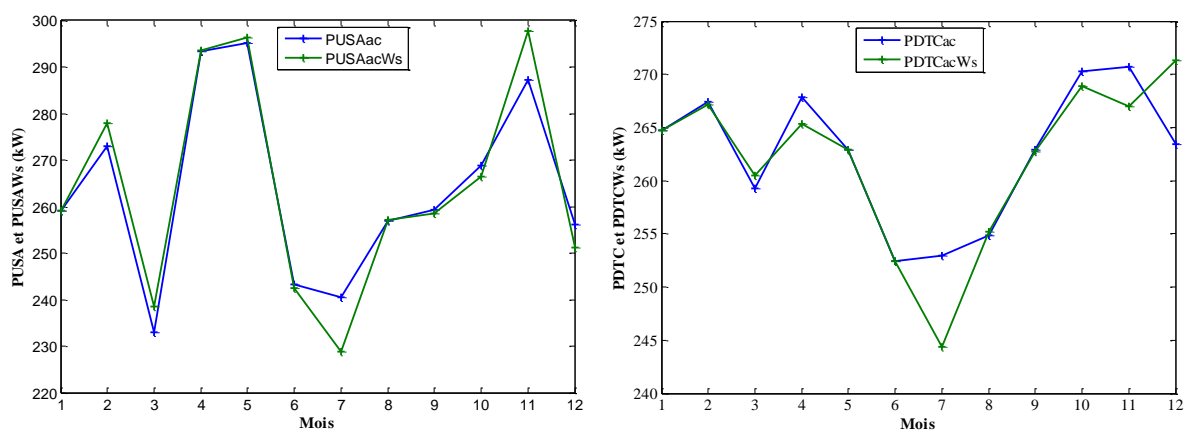


Figure 4.24 - Puissances PVUSA dans les conditions PTC et DTC avec et sans vitesse du vent

Les courbes en bleues et vertes de la figure ci-dessus représentent les puissances fournis par le modèle PVUSA dans les conditions DTC et dans les conditions PTC respectivement sans la composante de la vitesse du vent et avec la composante vitesse du vent. Les puissances moyennes annuelles pour le graphique de gauche sont de $PUSA_{ac} = 263.8 \pm 7.9$ kW (courbe bleu) et $PUSA_{ac}W_s = 264.0 \pm 7.7$ kW (courbe verte) et les puissances moyennes du graphique de droite sont de $PDTC_{ac} = 262.5 \pm 7.9$ kW (courbe bleu) et $PDTC_{ac}W_s = 261.9 \pm 7.6$ kW (courbe verte).

L'écart relatif entre les valeurs des puissances est de 1,33 % pour le graphique de droite et 0,82% pour le graphique de gauche. Ce qui nous montre une diminution de l'écart relatif par changement des conditions tests (en s'approchant des conditions du site). Dans les deux conditions (avec et sans vitesses du vent) nous observons une bonne qualité de la mesure de la prédiction de la régression linéaire ($R^2 > 95\%$). Les moyennes de coefficient de détermination sont de 95% pour le modèle sans la vitesse du vent et de 96% sans la vitesse du vent. Les coefficients de variation moyens annuels sont de 3% et de 2,92% pour respectivement le modèle sans et avec la vitesse du vent. Cela montre une faible dispersion dans les variables du modèle et une proximité relative du modèle avec les valeurs réelles.

Des écarts de puissances de l'ordre de 11,75 kW (graphique de gauche) et 8,6 kW (graphique de gauche) sont observés pour le mois de juillet pour les puissances avec et sans vitesses du vent : cet écart résulte d'une faible qualité de la prédiction ($R^2 < 90\%$) et une variance résiduelle normalisée élevée (de 4,47% sans la vitesse du vent et 4,41% avec la vitesse du vent) comparée aux autres mois de l'année. Dans le précédent chapitre, de faibles performances ont été observées pour le mois de juillet 2015 qui étaient dues à un empoussièrément élevé des modules solaires PV.

A part le mois de janvier où les mesures de la vitesse du vent ne sont pas disponibles, on observe que les puissances sont très proches pour les autres mois, on peut déduire de cette observation que la contribution de la vitesse du vent à la puissance totale PVUSA n'est pas très significative comme confirmé par [58]. En plus, la vitesse de 1 m/s déterminée dans les conditions tests de PVUSA n'est pas trop réaliste car elle ne reflète pas la réalité du site d'où la nécessité de la remplacer par une moyenne annuelle de la vitesse du vent du site qui est de 2,6 m/s.

4.10- Correction par rapport à l'empoussièrement

4.10.1- Puissance corrigée et non corrigé

La poussière engendre un offset sur la puissance de sortie des panneaux solaires du champ PV. Une hypothèse de départ consiste à considérer un taux d'empoussièrement constant pour chaque jour et variable d'un jour à l'autre. De ce fait, il est nécessaire de corriger cet offset afin de pouvoir calculer la puissance de sortie réelle des panneaux solaires. Pour ce faire, nous avons calculé à partir des estimations des pertes de performance par salissures les quantités d'énergies perdues par l'empoussièrement des panneaux. L'équation (4.12) calcule la puissance corrigée ($P_{\text{corrigée}}$) à partir de la puissance mesurée ($P_{\text{mesurée}}$) et un terme de correction.

$$P_{\text{corrigée}} = P_{\text{mesurée}} + \delta_{\text{Edc}} \cdot \frac{1}{24 \times 60} \quad (4.12)$$

Avec

$$\delta_{\text{Edc}} = \delta_{\text{PR}} \cdot I_{\text{POA}} \cdot \left(\frac{P_{\text{max}}}{1000}\right) \quad (4.13)$$

δ_{Edc} : terme de correction de l'énergie produite,

δ_{PR} : terme de correction du rapport de performance.

Une fois que les puissances des panneaux du champ PV ont été corrigées par rapport à l'empoussièrement, nous avons réévalué les puissances PVUSA dans les conditions PTC et DTC, avant et après correction. Les résultats ainsi obtenus sont représentés sur les figures 4.25 et 4.26. Les courbes en bleu représentent les puissances calculées par la méthode PVUSA et les courbes en noir représentent les puissances corrigées pour la poussière.

Sur les figures 4.25 et 4.26, on peut constater que les puissances PVUSA et PDTC corrigés montrent des valeurs nettement supérieures aux puissances non corrigées. Les écarts moyens entre ces puissances corrigées et non corrigées pour les cinq années sont de 16,2 kWdc et de 15,4 kWdc respectivement pour le cas de PVUSA et PDTC.

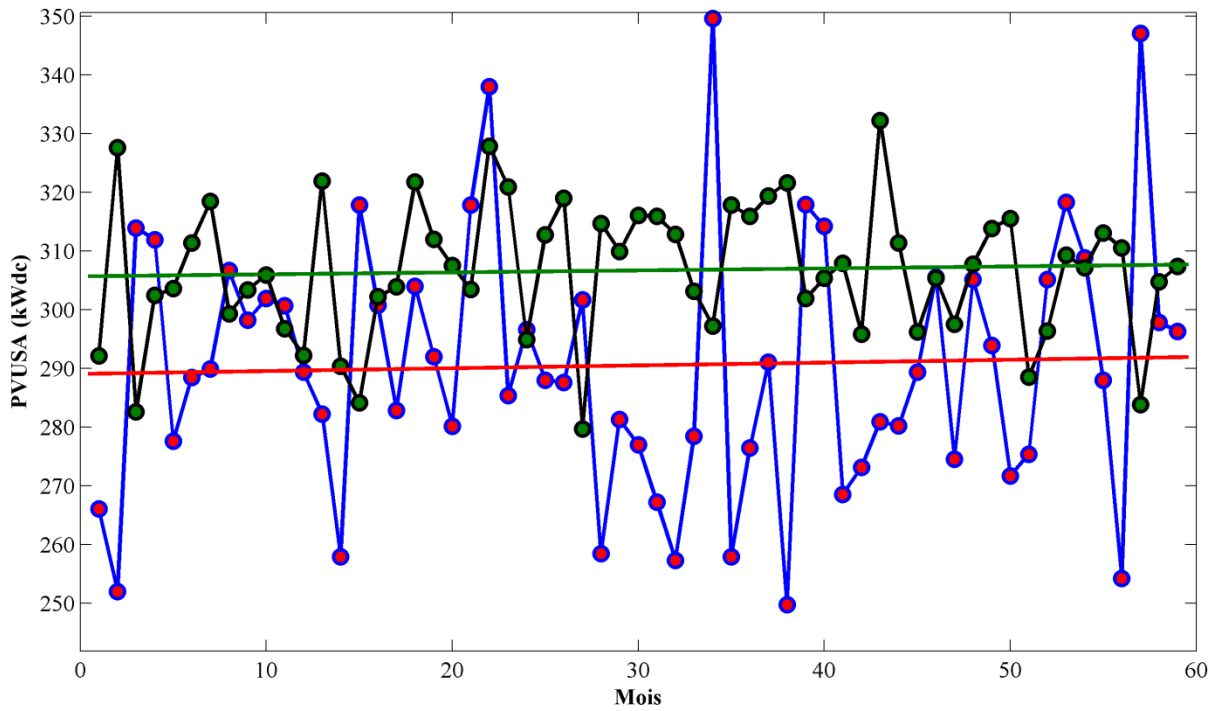


Figure 4.25 - Puissances PVUSA dans les conditions PTC sans correction (courbe en bleu) et avec correction (courbe en noir)

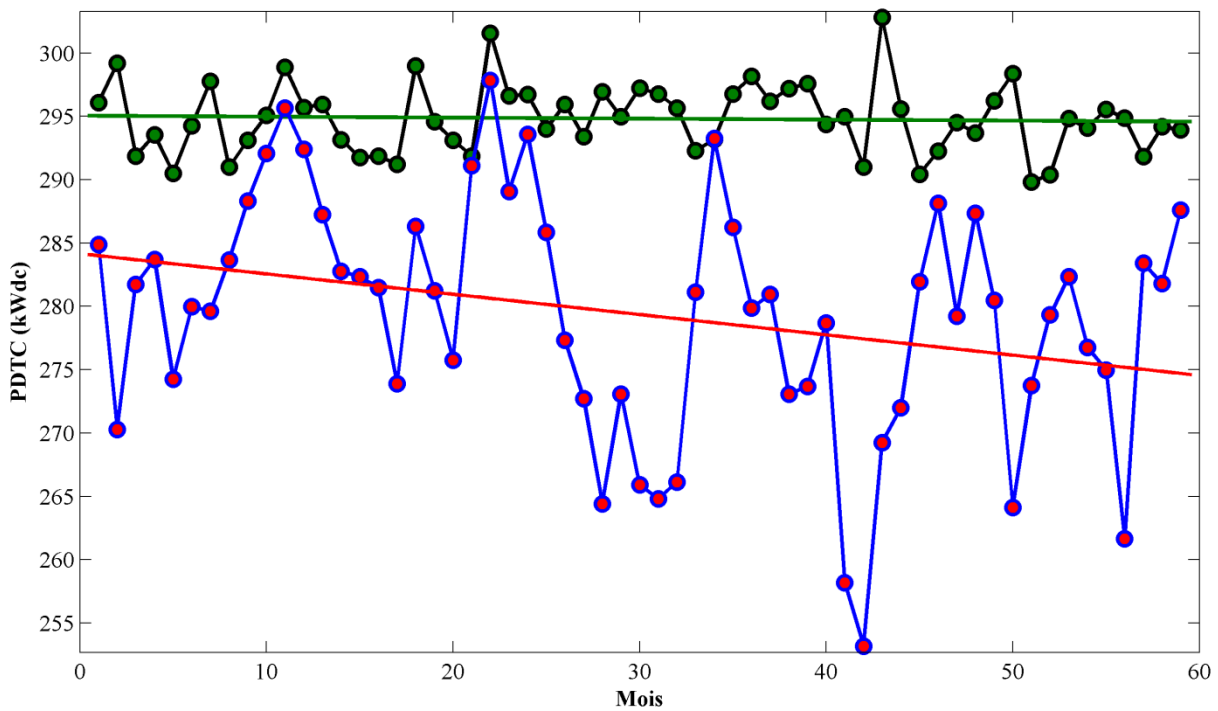


Figure 4.26 - Puissances PVUSA dans les conditions DTC sans correction (courbe en bleu) et avec correction (courbe en noir)

Les coefficients de variation sont inférieurs pour le cas des puissances corrigées (2,08%) que pour le cas des puissances non corrigées pour la poussière (2,81%). Cette correction nous a permis en plus de corriger l'offset dû à l'empoussièrement des rangées du champ PV, d'avoir des valeurs de puissances moins dispersées et plus stable au cours des 5 années. Sur les graphiques de la figure 4.26, il est intéressant de noter que l'écart entre les puissances (corrigées et non corrigées) est plus ou moins élevé suivant l'empoussièrement des modules du champ PV. Le mois de novembre 2014 en est un exemple typique où les panneaux sont nettoyés par la pluie et on voit bien que les puissances corrigées et non corrigées se chevauchent. Egalement les écarts sont les plus élevés pour le mois d'été. Cela conforte une fois de plus que notre système est mieux représenté dans les conditions DTC que PTC où les graphiques sont moins compréhensibles.

4.10.2- Estimation du taux de dégradation

Les droites vertes et rouges représentent la régression linéaire des puissances et nous donnent un aperçu sur le taux de dégradation annuel. Les régressions linéaires effectuées sur les valeurs mensuelles PVUSA et PDTC (en utilisant le même filtrage décrit précédemment), nous permet d'évaluer le taux de dégradation pour chacun des cas. Le tableau 4.4 résume les taux de dégradations et leurs incertitudes ainsi que les écarts-types. Pour les puissances PVUSA, nous n'observons aucune dégradation, les taux de dégradations calculés pour PVUSA non corrigés et corrigés pour la poussière sont respectivement de $0,20 \pm 0,69$ %/an et de $0,13 \pm 0,35$ %/an. Pour les puissances PDTC, on a évalué des taux de dégradations de $-0,68 \pm 0,29$ %/an pour les puissances non corrigées et de $-0,03 \pm 0,08$ %/an pour les puissances corrigées pour la poussière. Egalement, il est à noter que l'écart type diminue avec la correction des puissances par rapport à la poussière.

Comme le montre les résultats du tableau 4.4, la correction empirique pour la salissure des modules a également éliminé par compensation la dégradation des performances, surtout pour PDTC. Ce résultat indésirable peut être compris en considérant la méthode utilisée pour corriger les PR pour les pertes induites par la poussière. Rappelons que la correction de la poussière a été estimée en calculant le PR attendu en fonction de la température du module et du rayonnement incident mesuré. Les coefficients K1 et K2 dans l'équation (13) du chapitre 3 ont été estimés en utilisant une courte séquence de données correspondant aux jours suivant une précipitation importante en 2014. Ces coefficients ont ensuite été appliqués pour calculer

le PR prévue pour l'ensemble de données complet de 2012 à 2016, en supposant que la corrélation était universellement valide. Cependant, la dégradation de la performance électrique apparaît également comme une variation de la corrélation entre la puissance électrique, le rayonnement incident et la température du site. Lorsque la technique de correction a été appliquée à l'ensemble de données, le PR attendu a été calculé pour les modules PV en supposant leur état en 2014. Si les coefficients K1 et K2 seraient recalculés pour d'autres périodes où les modules PV sont propres (suite à une pluie importante), la dégradation contribuerait à l'évolution de ces coefficients.

Tableau 4. 4 : Mesure des taux de dégradation avant et après correction par rapport à la poussière

	R_d-PVUSA (%/an) Ecart type (kWdc)	R_d-PDTC (%/an) Ecart type (kWdc)
Cas puissance non corrigée	0,2 ± 0,69 (22,12)	-0,68 ± 0,29 (9,47)
Cas puissance corrigée	0,13 ± 0,35 (11,71)	-0,03 ± 0,08 (2,77)

En supposant que la dégradation soit négligeable par rapport à l'effet de la poussière, il n'est pas nécessaire de tenir compte du vieillissement dans la correction de la salissure pour de courts intervalles. Pour des périodes de monitoring plus longues, les coefficients K1 et K2 devraient être réévalués chaque année. En ce qui concerne l'effet de la poussière sur l'estimation des taux de dégradation, l'incertitude dans la pente PDTC comprend la dispersion dans les points de données résultant de la salissure. L'utilisation de données correspondant à des périodes où les rangées PV étaient propres pourrait réduire l'incertitude due à la poussière, mais un échantillon de données plus petit entraînerait une erreur statistique plus importante. La pente de régression elle-même n'est pas sensible aux variations saisonnières de la poussière telles que celles observées à Djibouti (Khamsin), bien que la pente de PDTC puisse être modifiée si le site est affecté par des changements à long terme dans les conditions d'empoussièrement. Il faut donc veiller à ce que des changements importants soient apportés à la fréquence de nettoyage, car cela pourrait introduire une hausse ou une baisse erronée de la puissance PDTC moyenne par rapport aux années précédentes.

4.11- Conclusion

Dans ce chapitre, il était question de pouvoir effectuer un bilan de l'évolution de la centrale solaire durant les cinq années de fonctionnement et de pouvoir évaluer les premières

dégradations sous les conditions climatiques désert maritime. Tout d'abord, notre analyse s'est portée sur une inspection visuelle des rangées PV afin de déceler les modules présentant des dégradations. Nous avons complété l'inspection visuelle par une analyse par thermographie infrarouge, ce qui nous a permis de connaître les causes et les conséquences de certaines dégradations observées.

Ensuite, nous avons élaboré une méthodologie de sélection de données pour l'analyse des performances de la centrale solaire avec les méthodologies PVUSA et PR. Avec l'évaluation statistique de la méthodologie adoptée pour l'évaluation des puissances de sorties PVUSA, nous sommes arrivés à une augmentation de la précision et à la réduction des incertitudes relatives et les dispersions.

L'utilisation de la modèle PVUSA dans les conditions PTC pour l'évaluation de la puissance, nous a induits à des résultats dont la plupart semblent plus importants que ce qui est attendu. Pour ce faire, nous avons élaboré des conditions test proche des conditions du site que nous avons nommé "Djibouti Test Conditions" (DTC). Ces nouvelles conditions de translation, nous ont permis d'avoir des puissances de sorties qui reflètent la réalité du site.

La méthode de régression linéaire a été utilisée pour l'évaluation des taux de dégradation. Les taux de dégradations sont résumés dans le tableau 4.3 et varient suivant la méthodologie appliquée. Avec la méthode PVUSA dans les conditions PTC, on n'observe aucune dégradation.

Pour le modèle de puissance PVUSA, nous avons démontré que les taux de dégradations sont influencés par le choix des conditions de références (figure 4.22) et que plus on s'éloigne des conditions du site plus les incertitudes et les écarts types sont élevés. Une observation de l'influence de la vitesse du vent sur le modèle de puissance PVUSA, nous a permis de déduire de cette observation que la contribution de la vitesse du vent à la puissance totale PVUSA n'est pas très significative.

Enfin nous avons effectué une correction des puissances mesurées pour la poussière sachant que cette dernière induit un offset. Un terme de correction a été ajouté aux puissances mesurées. Par la suite, nous avons réévalué les puissances PVUSA dans les conditions PTC et DTC, avant et après correction. Les résultats obtenus après correction donnent des taux de dégradations plus faibles. Les incertitudes et les écarts types associés aux taux de dégradations sont également réduits après la correction à l'empoussièrement.

Dans le chapitre suivant, nous allons élaborer un modèle de centrale solaire PV pour l'analyse et la prédiction des performances des centrales dans le milieu désertique maritime.

Chapitre 5 : Modélisation numérique et développement d'un outil de prédiction des centrales solaires en milieu rigoureux

5.1- Introduction

Avec l'augmentation des applications photovoltaïques (PV) et leur très grande variété, une prédiction précise des paramètres caractéristiques, des modules, des chaînes et des rangées de capteurs solaires PV devient un sujet de recherche essentiel car il est très important d'estimer au mieux les performances du système à la fois lors des phases de planification et de conception d'installations photovoltaïques mais aussi lors de leur vie en œuvre afin d'en identifier d'éventuels dysfonctionnements. Les concepteurs ont besoin d'un outil fiable pour prédire la production d'énergie des modules PV dans des conditions réelles afin de prendre une décision viable et rentable concernant le choix des modules photovoltaïques à sélectionner [97-98]. En outre, les ingénieurs ont également besoin d'un outil précis pour simuler la sortie de puissance d'une installation PV dans des conditions de fonctionnement réelles pour évaluer les performances énergétiques du système. Cependant, les spécifications techniques des fabricants des modules PV ne sont que des données ne permettant pas de déterminer sa production d'énergie dans des conditions réelles, puisque les spécifications sont obtenues dans des conditions de test standard (STC): rayonnement incident de 1000 W/m^2 , une température des cellules de 25°C et une masse d'air de 1,5. Un modèle de prédiction de l'énergie solaire photovoltaïque généré précis et fiable est donc nécessaire pour évaluer les performances en conditions réelles [99-100].

D'où l'objectif de ce dernier chapitre qui consiste au développement d'un modèle prédictif de centrale solaire prenant en considération les conditions du site tel que l'empoussièrement, le nettoyage, et la dégradation. Dans un premier temps, nous allons présenter un état de l'art des et les différents outils de modélisations. Dans un second temps, nous allons effectuer une modélisation de notre centrale avec l'outil TRNSYS et en sus développer un modèle de température de module basé sur les mesures in-situ et un modèle phénoménologique d'empoussièrement.

Dans un dernier temps, nous allons assoir la validité de notre modèle prédictif et ensuite l'utiliser à travers des études paramétriques pour mettre en évidence l'influence des

paramètres (empoussièrément, du taux de nettoyage, de la fréquence de nettoyage et la pluie) sur les performances prédites par le système solaire PV.

5.2- Etat de l'art sur le modèle I-V

Le comportement électrique d'un dispositif photovoltaïque en silicium cristallin (une cellule, un module ou une rangée de modules) est caractérisé par sa courbe courant-tension (I-V). Les techniques conduisant à la détermination de cette courbe ou à certains de ses points ont été relatées dans la littérature. Concernant la modélisation, il existe deux types de modèles de base I-V: modèles de circuit équivalent de diode et le modèle semi-empirique "simple point". Pour le modèle de diode, différentes méthodes sont couramment utilisées dans la littérature [101-102]. Parmi celles-ci, l'approche la plus précise est désignée comme le modèle à deux diodes [103], bien qu'il soit assez complexe et le temps de calcul est long puisqu'il s'agit d'une équation non linéaire et implicite avec deux termes exponentiels et jusqu'à sept paramètres inconnus. Par simplification, le modèle à une diode est généralement utilisé dans les littératures, en supposant que la perte de recombinaison dans la région de déplétion est absente [104]. Le modèle à simple diode peut être divisé en deux catégories. La première catégorie consiste au modèle à quatre paramètres où la résistance shunt est considérée comme infinie [105]. Il est cependant indiqué par Dongue et al. [98] que le modèle à quatre paramètres négligeant les effets de la résistance shunt était insuffisant pour s'adapter aux données expérimentales I-V et P-V.

Une seconde catégorie consiste au modèle à cinq paramètres basé sur l'équation d'une diode (voir équation 5.1). Les cinq paramètres se composent du photo-courant, le courant de saturation inverse, la résistance en série, la résistance shunt et le facteur d'idéalité des diodes des modules photovoltaïques. Ce modèle plus complet que le précédent, permet d'avoir un résultat plus précis, sans compliquer le calcul. Il est très souvent utilisé dans la littérature [99-100], [106-107]. Les cinq paramètres développés par De Soto et al. [108] peut simuler avec précision les caractéristiques I-V, c'est le modèle que nous avons adopté pour notre simulation.

Outre les modèles basés sur le circuit équivalent de diode, le modèle "simple point" développé par Sandia National Laboratory (SNL) [109] peut prédire avec précision la production d'énergie des modules photovoltaïques en silicium cristallin. Cependant il nécessite certaines entrées qui ne sont normalement pas disponibles dans les fiches techniques fournies par les

fabricants. Certains autres modèles empiriques basés sur le rendement en fonction des paramètres tels que la température de fonctionnement, l'insolation et la masse d'air qui décrivent le comportement d'un module photovoltaïque existent et sont étudiés dans [110-111].

En plus du modèle électrique du module PV, l'irradiation solaire incidente et la température du module sont deux facteurs clés pouvant influencer la puissance de sortie. L'utilisation de modèles de ciel clair est nécessaire pour déterminer le rayonnement incident effectif sur la surface du module. L'insolation solaire totale comprend deux composantes principales, dont le rayonnement direct et le rayonnement diffus. Le modèle de ciel le plus simple est le modèle isotrope qui suppose que le rayonnement diffus est uniformément réparti dans le ciel [112]. Ce modèle donne des résultats acceptables pour le ciel couvert, mais sous-estime le rayonnement dans un ciel clair. Deux autres modèles ont été développés pour résoudre ce problème, à savoir le modèle Hay-Davies [113] et le modèle de Reindl [114]. Dans le modèle de Hay-Davies, la composante du disque solaire du rayonnement diffus est ajoutée au rayonnement isotropique pour représenter les conditions de ciel couvert. Le modèle de Reindl offre plus de précision par rapport à l'éclairage de l'horizon.

Différents outils de modélisation qui incorporent ces modèles existent et sont proposés dans ce qui suit.

5.3- Différents outils de modélisation numérique des systèmes PV

Les modèles de performance photovoltaïque sont utilisés pour estimer la puissance de sortie d'un système photovoltaïque, qui comprend généralement des panneaux photovoltaïques, des onduleurs, des régulateurs de charge, des batteries et d'autres composants (Figure 5.1).

Ces modèles servent d'outils de simulation PV qui sont utiles pour :

- (1) effectuer une analyse détaillée de la performance du système dans des conditions réelles de fonctionnement,
- (2) étudier l'impact de différents profils de charge ;
- (3) vérifier le dimensionnement du système ;
- (4) déterminer la puissance optimale des modules PV et

(5) évaluer la viabilité d'un système photovoltaïque en termes de production d'énergie et de coût du cycle de vie du système.

Divers outils de simulation sont actuellement disponibles pour effectuer une simulation PV [115]. Certains de ces outils sont résumés dans la section suivante.

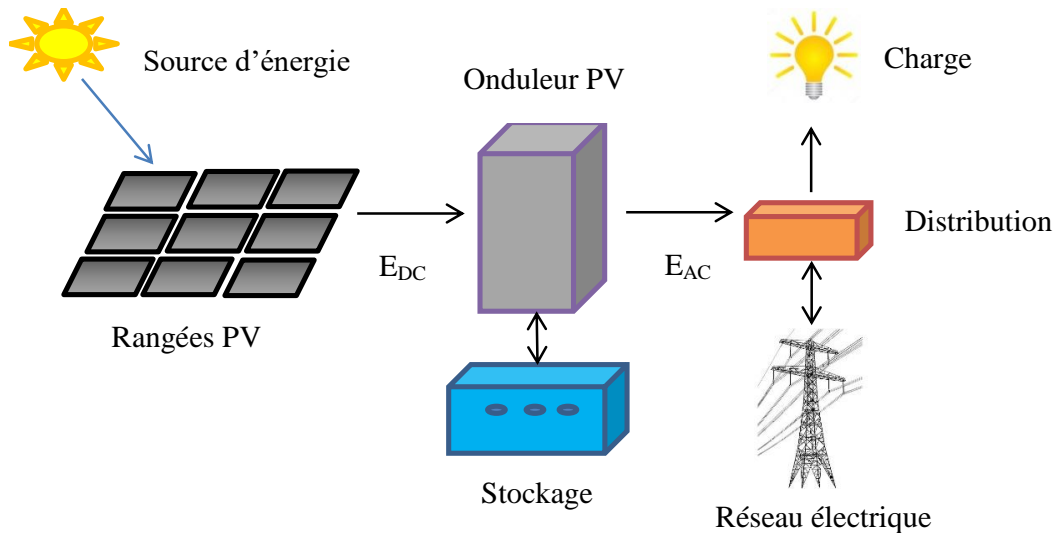


Figure 5.1 - Composantes principales d'un système PV connecté au réseau

5.3.1- PVFORM

L'outil PVForm de Menicucci [116] a été l'un des premiers modèles pour les applications photovoltaïques, qui peuvent analyser et comparer les performances du système dans un ou plusieurs lieux géographiques avec l'avantage d'intégrer ses coûts. Le modèle a la capacité d'examiner à la fois les systèmes connectés au réseau et les systèmes autonomes (avec stockage de batterie) et peut permettre à un utilisateur de modéliser la dégradation du système ainsi que les effets de changements de charge et de composants sur l'installation.

PVForm a également été conçu pour simplifier et améliorer le modèle SOLCEL [117]. Certaines des améliorations techniques majeures par rapport aux modèles antérieurs développés par SNL incluent l'évolution des calculs d'insolation solaire pour les orientations horizontales et inclinées en utilisant le modèle Perez [118-119], un modèle modifié de coefficient de température de puissance pour la performance du champ PV et l'intégration d'un modèle thermique pour la température du module par Fuentes [120].

5.3.2- PVSIM

PVSIM a été développé au SNL par King et al. [121] pour mieux comprendre le comportement électrique entre chaque module dans une même rangée. Plus précisément, il a été conçu pour élucider l'effet "mismatch" entre les modules et la perte par ombrage. Cette analyse s'effectue à l'aide d'un modèle de circuit équivalent à deux diodes avec des paramètres empiriquement dérivés des mesures I-V à des faibles (25°C) et hautes (50°C) températures des cellules. Le logiciel permet aux utilisateurs d'entrer leurs paramètres pour tracer des courbes I-V des modules. De là, les utilisateurs peuvent voir comment une rangée fonctionnerait à différentes températures de fonctionnement.

5.3.3- Le modèle de performance "SANDIA PV ARRAY PERFORMANCE MODEL"

Le modèle de performance de champ PV de Sandia de King et al. [122] utilise une base de données de paramètres dérivés empiriquement de modules PV développés par les tests des modules PV provenant de différents fabricants. Ce modèle est considéré comme un modèle de composant, car il ne modélise que les modules PV.

Ce modèle calcule I_{sc} , I_{mp} , V_{mp} , V_{oc} et deux autres valeurs aux points intermédiaires. Des coefficients empiriques sont également développés pour calculer les paramètres dépendants de la température (y compris un modèle thermique spécifique au module), les effets de la masse d'air et l'angle d'incidence sur le courant de court-circuit (I_{sc}) et le type de montage (monté sur un plan ou intégré au bâtiment). Ce modèle permet également la détermination d'une "irradiation efficace", qui est la quantité d'irradiation qui atteint effectivement les cellules après que les pertes soient prises en compte. Elle représente également la part de l'irradiation solaire utile pour la conversion d'énergie.

La force principale du modèle réside, dans le fait qu'il soit complet du fait qu'il prend en compte la plupart des phénomènes influençant la puissance de sortie d'un module PV.

En termes d'inconvénient, il faut noter la complexité du modèle car il nécessite l'évaluation ou la détermination expérimentale d'un très grand nombre de paramètres (minimum 27) pour être précis. Aucun fabricant ne fournit autant d'informations sur un module.

5.3.4- SOLAR ADVISOR MODEL (SAM)

Le logiciel SAM a été créé en 2006 par un partenariat entre le National Renewable Energy Laboratory (NREL) et le Sandia National Laboratories (SNL). Ce modèle est considéré comme un modèle "système" car il a la capacité de combiner à la fois la modélisation des performances du système PV et d'effectuer une analyse économique. Une fonctionnalité utile dans SAM est qu'il fournit l'accès à de nombreux modèles de performance de rangées PV différents décrits ci-dessous dans le Tableau 1. Deux modèles d'onduleur sont également utilisés par SAM, un modèle SANDIA et un modèle simple point.

En guise de fichier météo, SAM utilise les données TMY2, TMY3, EnergyPlus météo et METEONORM. Les modèles de rayonnement sur le plan incliné dans le logiciel SAM incluent Liu et Jordan [112], Hay et Davies [113], Reindl [114] et Perez et al. [119].

Tableau 5. 1 : Les options dans SAM en termes de modèles : d'irradiation solaire, de performance de rangées PV et d'onduleur

Irradiation solaire	Performance des rangées PV	Modèle d'onduleur
<ul style="list-style-type: none">• Liu et Jordan• Hay et Davies• Reindl• Perez et al.	<ul style="list-style-type: none">• Modèle de performance de rangée PV de SANDIA• Modèle de performance à 5 paramètres• PVWatts	<ul style="list-style-type: none">• Modèle SANDIA• Simple point

5.3.5- PVWatts

PVWatts est une application Web basée sur un outil de modélisation des systèmes PV connectés au réseau. Il a été développé par le NREL et est basé sur les algorithmes PVForm développés par le SNL. Cet outil inclut le modèle de rayonnement de Perez et al., [118-119] et le modèle de coefficient de température de puissance modifié pour la performance de la rangée PV.

A partir des paramètres d'entrée fournis (montage et inclinaison des rangées PV, puissance nominale, facteurs de pertes associés, ... etc.) par l'utilisateur, il permet de donner en sortie

les moyennes mensuelles du rayonnement solaire, de la production énergétique du système et du coût par kWh généré, toutes pouvant être exportées sur une base horaire.

Plus récemment, le NREL a ajouté un programme appelé IMBY ("In My Backyard" en français "Dans Mon Jardin") qui fonctionne sur la plate-forme PVWatts et permet à un utilisateur de zoomer sur un emplacement spécifique et de dessiner une forme qui ressemble au contour du champ PV.

5.3.6- PVSYST

PVSYST est un logiciel d'analyse et de dimensionnement de systèmes PV. Il a été développé par le Groupe Energie à l'Université de Genève en Suisse [123] et peut être utilisé dans divers endroits du monde où des données météorologiques (température ambiante, irradiation solaire, etc.) et des informations du site sont disponibles. Le logiciel comprend principalement deux modes de fonctionnement, un mode assez simple de prise en main avec une application de pré dimensionnement et un mode beaucoup plus approfondi prenant en compte beaucoup plus de paramètres. La complexité des paramètres d'entrée le rend adapté aux utilisateurs experts.

PVSYST utilise le modèle de circuit équivalent à une diode pour calculer les performances dans les modules, et le modèle de Hay [113] pour les rayonnements sur le plan des rangées PV. On peut également spécifier le modèle de Perez et al. [118-119].

Il prend en considération les effets de d'ombrage, des "mismatch" des rangées PV, les pertes de tension dues au câblage et la salissure des rangées PV.

5.3.7- Modèle de performance PV à 5 paramètres

Le modèle de performance PV à 5 paramètres a été élaboré à partir des recherches effectuées au "Solar Energy Laboratory" (SEL) du Wisconsin. Ce modèle utilise le modèle de performance à une diode bien connu pour évaluer les performances des rangées PV. Il a d'abord été décrit comme modèle à 4 paramètres de circuit équivalent à une diode par Townsend en 1989 [124]. Le modèle a été ensuite incorporé dans TRNSYS [125] en 1990 par Eckstein [126], et est décrit par Duffie et Beckman en 1991 [127]. D'autres validation et analyse par DeSoto [128] au SEL ont conduit à la version des 5 paramètres [129]. En général,

comme le modèle de performance PV de Sandia, le modèle à 5 paramètres a été développé pour mieux prédire la puissance produite par PV dans des conditions de test non standards.

A travers ces divers outils de simulation PV existant cité dans la section 5.3, nous avons sélectionné l'outil TRNSYS pour effectuer nos besoins en modélisation en raison de sa disponibilité, de sa facilité d'utilisation et de ses divers types intégrés. Parmi les types de TRNSYS, nous avons le type 194 à 5 paramètres dont le modèle électrique est présenté dans ce qui suit.

5.4- Modélisation électriques I-V des rangées photovoltaïques

La sortie du système photovoltaïque est prédite en utilisant le type 194 dans TRNSYS. Le modèle électrique utilisé dans ce type est un modèle à cinq paramètres qui caractérise le module PV par un circuit équivalent (figure 5.2). Ce circuit comprend une résistance en série, une diode en parallèle avec une résistance shunt.

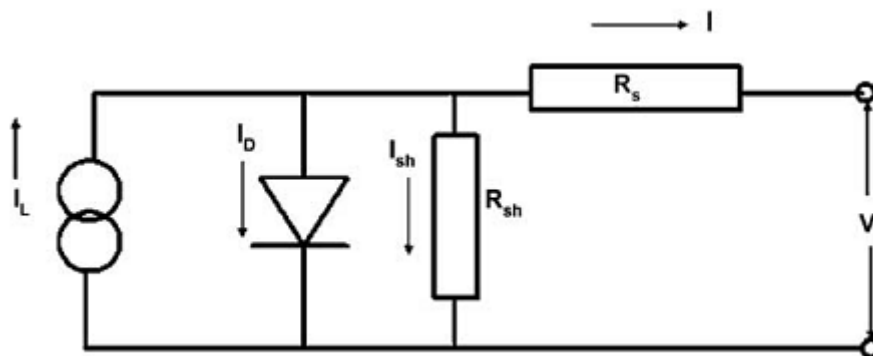


Figure 5.2 - Circuit équivalent d'un module PV

Ce circuit équivalent peut être utilisé pour une cellule PV individuelle, un module composé de plusieurs cellules ou une rangée composée de plusieurs modules [127]. A une température et à un rayonnement solaire fixe, la relation courant-tension (I-V) de ce modèle est donnée par l'équation (1) :

$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

Et la puissance est donnée par :

$$P = I \cdot V \quad (2)$$

Afin de résoudre l'équation I-V, 5 paramètres doivent être connus : le photo-courant (I_L), le courant de saturation inverse (I_0), la résistance en série (R_S), la résistance shunt (R_{sh}) et le facteur d'idéalité modifié définis dans l'équation (3) :

$$a \equiv \frac{N_s n_I K T_c}{q} \quad (3)$$

où la seule inconnue est le facteur d'idéalité n_I (égal à 1 pour une diode idéale et généralement entre 1 et 2 pour une diode réelle), q est la charge des électrons, K est la constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23}$ J/K), T_c est la température du module et N_s le nombre de cellules en séries.

5.4.1- Paramètres de références

Sachant que les mesures des caractéristiques électriques PV sont faites à une condition de référence standard: rayonnement incident de 1000 W/m^2 , une température de cellules de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ et une distribution spectrale correspondant à une masse d'air de 1,5. Les mesures des paires I-V aux conditions de référence sont disponibles dans la fiche technique des modules PV. Ces mesures sont prises aux conditions de : courant de court-circuit, tension à l'ouverture et au courant et à la tension au point de puissance maximum. Egalement dans cette fiche, on trouve le coefficient de température du courant de court-circuit, $\mu_{I_{sc}}$ et le coefficient de température de la tension de circuit ouvert, $\mu_{V_{oc}}$. De ce fait, pour évaluer les cinq paramètres de l'équation (1), cinq différentes conditions doivent être connues :

- Pour la condition du courant de court-circuit : $I = I_{sc, \text{ref}}$ et $V = 0$

$$I_{sc, \text{ref}} = I_{L, \text{ref}} - I_{0, \text{ref}} \left[\exp\left(\frac{I_{sc, \text{ref}} R_{s, \text{ref}}}{a_{\text{ref}}}\right) - 1 \right] - \frac{I_{sc, \text{ref}} R_{s, \text{ref}}}{R_{sh, \text{ref}}} \quad (4)$$

- Pour la condition de la tension en circuit ouvert : $I = 0$ et $V = V_{oc, \text{ref}}$

$$I_{L, \text{ref}} = I_{0, \text{ref}} \left[\exp\left(\frac{V_{oc, \text{ref}}}{a_{\text{ref}}}\right) - 1 \right] + \frac{V_{oc, \text{ref}}}{R_{sh, \text{ref}}} \quad (5)$$

- Pour la condition au point de puissance maximum : $I = I_{mp, \text{ref}}$, $V = V_{mp, \text{ref}}$

$$I_{mp,ref} = I_{L,ref} - I_{0,ref} \left[\exp \left(\frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_{s,ref}}{a_{ref}} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_{s,ref}}{R_{sh,ref}} \quad (6)$$

- La dérivée de la puissance par rapport à la tension est égale à zéro au point de puissance maximum, c'est-à-dire,

$$\left. \frac{d(IV)}{dV} \right|_{mp,ref} = I_{mp,ref} + V_{mp,ref} \left. \frac{dI}{dV} \right|_{mp,ref} = 0 \quad (7a)$$

Ce qui conduit à l'équation suivante :

$$\frac{I_{mp,ref}}{V_{mp,ref}} = - \left. \frac{dI}{dV} \right|_{mp,ref} \quad (7b)$$

D'où $\left. \frac{dI}{dV} \right|_{mp,ref}$ est donné par :

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{mp,ref} = \frac{\frac{I_{0,ref}}{a_{ref}} \exp \left(\frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_{s,ref}}{a_{ref}} \right) + \frac{1}{R_{sh,ref}}}{1 + \frac{I_{0,ref} R_{s,ref}}{a_{ref}} \exp \left(\frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_{s,ref}}{a_{ref}} \right) - \frac{R_{s,ref}}{R_{sh,ref}}} \quad (7c)$$

- La condition finale garantit que le coefficient de température connu de la tension en circuit ouvert est correctement prédit par le modèle, ce qui entraîne :

$$\mu_{V_{oc}} = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \approx \frac{V_{oc,T_c} - V_{oc,ref}}{T_c - T_{c,ref}} \quad (8)$$

Pour évaluer $\mu_{V_{oc}}$, il est nécessaire de connaître V_{oc,T_c} , la tension en circuit ouvert à une température de module proche de la température de référence. La valeur choisie pour la température du module T_c importe peu que le choix de T_c de 1 à 10 degrés au-dessus ou au-dessous de T_{ref} ne modifie pas significativement le résultat. La tension de circuit ouvert à la température T_c (V_{oc,T_c}) peut être déduite à partir de l'équation (5), si les dépendances de température pour les paramètres I_0 , I_L et a , sont connues. Mais, puisque V_{oc} ne peut pas être explicitement résolue dans cette équation, des méthodes numériques spécifiques doivent être utilisées. En outre, il est nécessaire d'obtenir des relations générales pour les paramètres a , I_L et I_0 variant avec les conditions de fonctionnement dont notamment la température du module. La dépendance de tous les paramètres du modèle sur les conditions de fonctionnement est considérée dans la section suivante.

5.4.2- Analyse des paramètres sous les conditions d'exploitation

Une fois que les paramètres de références sous STC sont déterminés par les équations précédentes, les caractéristiques I-V de la cellule/module/chaîne/rangée PV au STC peuvent être facilement obtenues. Ensuite, il est nécessaire de généraliser le modèle à d'autres conditions de fonctionnement avec différents niveaux de rayonnement solaire et température de fonctionnement. Cette section décrit la dépendance des paramètres à la température et à l'irradiation.

En supposant que n_1 soit indépendant de la température [129-131], le facteur d'idéalité modifié a , est une fonction linéaire de la température du module,

$$\frac{a}{a_{ref}} = \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (9)$$

De la théorie des diodes [129, 132], I_0 est affecté par la température et son équation de modification est donnée par:

$$\frac{I_0}{I_{0,ref}} = \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{1}{k} \left(\frac{E_g}{T} \Big|_{T_{c,ref}} - \frac{E_g}{T} \Big|_{T_c} \right) \right] \quad (10)$$

$$\frac{E_g}{E_{g,ref}} = 1 - C(T - T_{c,ref}) \quad (11)$$

où E_g est l'énergie de bandgap du matériel. $E_{g,ref} = 1,12$ eV (1.794×10^{-19} J) et $C = 0,0002677$ pour les cellules en silicium.

Le photo-courant (I_L) est une fonction linéaire du rayonnement solaire incident. On constate que le photo-courant dépend du rayonnement solaire absorbé (S), de la température de la cellule (T_c) et du coefficient de température du courant de court-circuit (μ_{Isc}). I_L modifiée pour les conditions de fonctionnement est lié au photo-courant aux conditions de référence ($I_{L,ref}$) par :

$$I_L = \frac{S}{S_{ref}} \frac{M}{M_{ref}} [I_{L,ref} + \mu_{Isc}(T_c - T_{c,ref})] \quad (12)$$

où M/M_{ref} est la masse d'air effectif donnée par la relation empirique développé par king et al. [133].

$$\frac{M}{M_{ref}} = \sum_0^4 a_i (AM)^i \quad (13)$$

Avec a_i des constantes pour différents matériaux photovoltaïques [129] et AM la masse d'air:

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z) + 0,5057(96,080 - \theta_z)^{-1,634}} \quad (14)$$

S/S_{ref} dans l'équation (12) est le rayonnement solaire effectif absorbé est donnée par la relation suivante :

$$\frac{S}{S_{ref}} = \frac{G_b}{G_{ref}} R_b K_{\tau\alpha,b} + \frac{G_d}{G_{ref}} K_{\tau\alpha,d} \frac{(1 + \cos\beta)}{2} + \frac{G}{G_{ref}} \rho K_{\tau\alpha,g} \frac{(1 - \cos\beta)}{2} \quad (15)$$

$K_{\tau\alpha}$ est le modificateur d'angle d'incidence (IAM) qui prend en compte la perte de réflexion due à l'angle d'incidence du rayonnement sur la surface des modules. IAM est défini comme le rapport du rayonnement absorbé par les modules PV au rayonnement qui serait absorbé à l'incidence normale :

$$K_{\tau\alpha}(\theta) = \frac{\tau(\theta)}{\tau(0)} \quad (16)$$

La résistance shunt R_{sh} se révèle essentiellement indépendante de la température mais varie avec le rayonnement absorbé [129]. De plus, cette pente est définie par dI/dV à $V = 0$ est approximativement égal à $-1/R_{sh}$. La relation suivante est utilisée pour relier la résistance shunt aux conditions de référence à celle des conditions de fonctionnement :

$$\frac{R_{sh}}{R_{sh,ref}} = \frac{S_{ref}}{S} \quad (17)$$

Finalement, la résistance en série (R_s) est supposée constante du faite qu'elle est indépendante de la température et du rayonnement solaire. Elle est donnée par :

$$R_s = R_{s,ref} \quad (18)$$

5.5- Modélisation du système PV sous TRNSYS

La modélisation et la simulation sont nécessaires pour étudier le comportement dynamique d'un système solaire photovoltaïque. La simulation de la centrale solaire de 302,4 kWc a été effectuée à l'aide du logiciel TRNSYS. Un avantage de l'utilisation de TRNSYS est que les codes sources des composants peuvent être modifiés et de nouveaux composants peuvent être ajoutés si besoin [134]. Les composants de TRNSYS, sous la forme de sous-programme FORTRAN, sont appelés "types", chacun représentant une partie ou un processus spécifique du système. Chaque type est composé de paramètres, d'entrées et de sorties distinctes. Le composant standard de TRNSYS pour les panneaux photovoltaïques avec onduleur, le type 194b est utilisé pour déterminer les performances électriques du système photovoltaïque. Il diffère du type 194 en ce qu'il nécessite des paramètres supplémentaires pour spécifier un onduleur couplé à des rangées PV. Ce composant TRNSYS implémente un modèle de tension-courant à une diode basé sur le modèle de cinq paramètres présenté dans la section précédente. Le modèle prédit la performance électrique en fonction des conditions environnementales et calcule la température des modules PV en extrapolant à partir des mesures NOCT. La structure du code FORTRAN du type 194b est présentée dans la figure 5.3. Les blocs non itératifs contiennent la déclaration des différents variables, les paramètres et les entrées du type. Les blocs itératifs contiennent l'analyse des paramètres sous les conditions opérantes, le bloc onduleur ainsi que les différentes sorties. A partir de cette structure présentée, nous allons apporter certaines modifications pour atteindre un modèle prédictif utilisable dans les conditions de la centrale solaire de Djibouti.

Dans ce type 194b, plusieurs paramètres repérés tels que : le modèle de température de module, les corrections des effets spectraux et les paramètres de la fiche technique peuvent être sources d'erreur pour son application à la modélisation de notre centrale.

Dans ce qui suit, nous nous efforcerons de palier à ces sources d'erreur afin de mettre en place un modèle prédictif fiable et reflétant les conditions d'évolution de la centrale solaire à Djibouti.

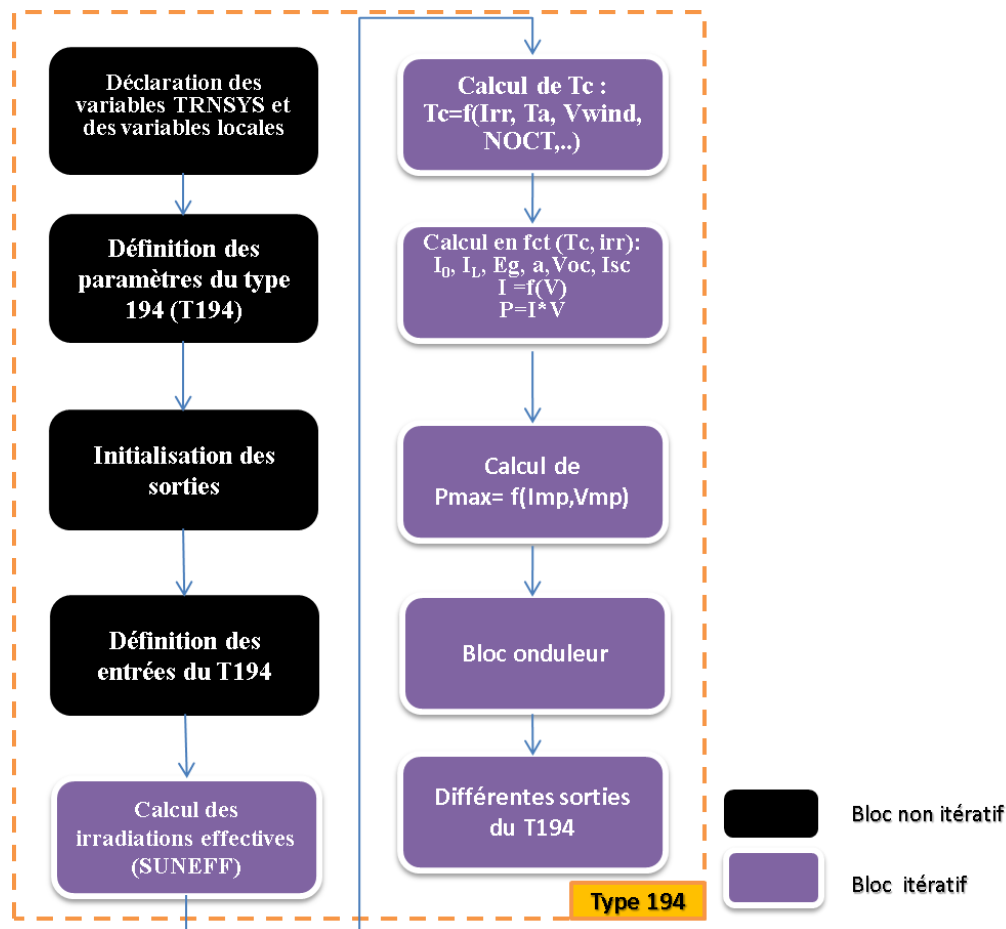


Figure 5.3 - Structure du code source du type 194b

5.6- Validation du modèle

Pour notre simulation nous avons choisi le modèle dynamique de De Soto [127], basé sur le type 194b de TRNSYS. Les composants utilisés pour la validation du modèle sont :

- Lecteur de données, "type 9c" pour lire les données d'un fichier contenant des données horaires de la température ambiante (T_{amb}), la température des modules (T_{mod}), l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (I_{POA}) et la vitesse du vent (V_{wind}) et les puissances mesurées P_{mDC} et P_{mAC} .
- Le type 65C, pour l'affichage et l'exploitation des résultats et le type 194b présenté précédemment.

Nous appliquons à l'entrée du type 194, la quantité d'irradiation reçue sur le plan incliné et la température du module du site pour prédire la puissance de sortie (P_{pDC}). L'entrée du type 194b a été modifiée pour recevoir la température du module. La figure 5.4 représente le schéma de liaison des différents composants.

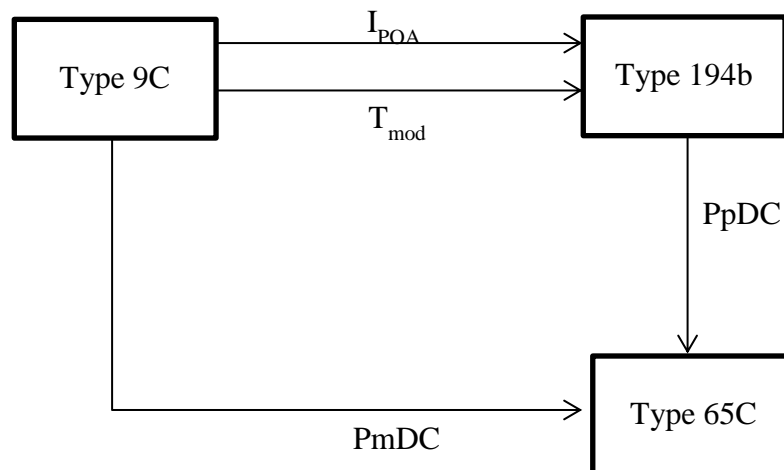


Figure 5.4 - Schéma de liaison des composants TRNSYS

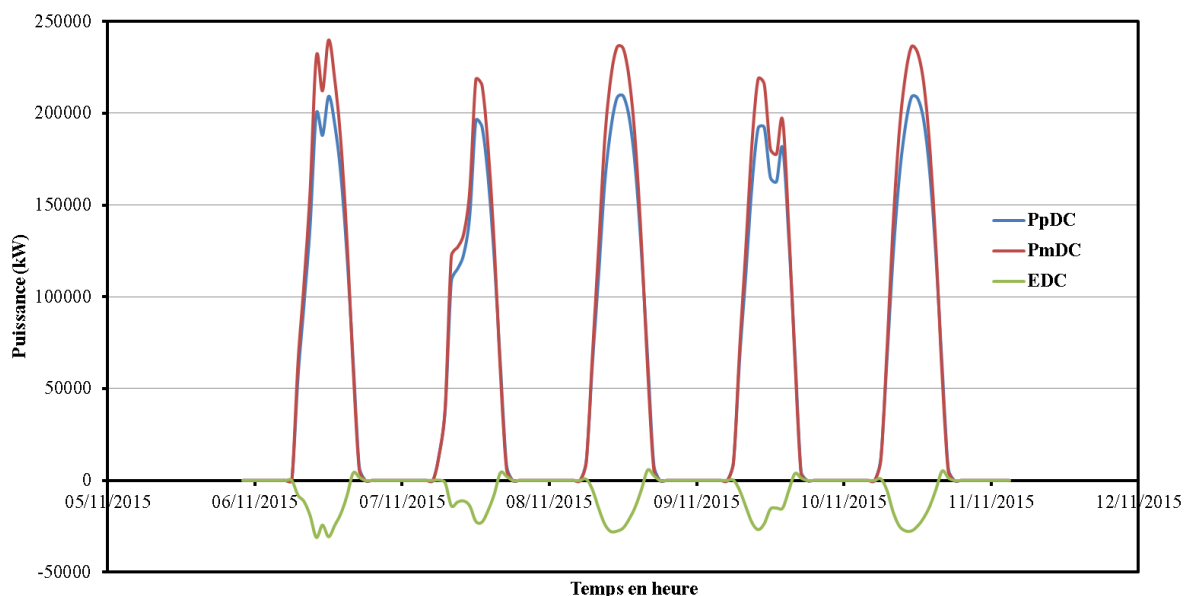


Figure 5.5 - Puissance prédite, puissance mesurée et écart en fonction du temps

Pour la validation de notre modèle et l'évaluation des sources d'erreurs, nous avons choisi une séquence de données après une pluie (effet de la poussière éliminé) avec les données de températures de modules, de vitesse de vent et les quantités d'irradiations disponibles. Pour cette séquence, nous avons évalué $PpDC$ que nous avons confronté avec les mesures $PmDC$. La figure 5.5 représente $PpDC$ et $PmDC$ en fonction du temps. Dans un premier temps, nous observons sur la figure que les puissances mesurées sur le site sont supérieures aux puissances prédites. Dans un second temps, nous avons évalué l'erreur modèle-mesure due au paramétrage du type 194b (figure 5.5), cela nous donne un écart assez constant de

$|-6,14.10^3|$ kW le long de cette séquence. Dans un troisième temps, nous supprimons les corrections des effets spectraux, pour cela nous avons sélectionné des intervalles où l'angle d'incidence (θ) et d'azimut (θ_z) sont inférieurs à 60° . De par sa proximité à l'équateur, la correction des effets spectraux dus à l'angle d'incidence et à la masse d'air ne s'avère pas nécessaire pour le cas de Djibouti. Ces corrections ont été plutôt établies pour les pays de l'Amérique du Nord.

A partir de ces approches, nous avons maintenant une séquence "contrôlée" qui nous permettra d'estimer la précision du modèle de référence.

A partir de la séquence choisie (en bleu sur la figure 5.6) et après avoir négligé IAM et MAM et introduit les entrées adéquates du type 194 pour la validation de notre modèle, nous avons obtenu une incertitude sur la prédiction de $1,91.10^4$ kW, ce qui correspond une erreur systématique sur le paramétrage de $-10,4 \pm 3.2$ % relative à la prédiction.

Cela veut dire que, quand on utilise le modèle pour prédire la puissance d'une séquence donnée, on doit systématiquement augmenter notre prédiction de 10,4 % pour tenir compte de l'erreur systématique sur le paramétrage et les calculs des puissances électriques. Par exemple pour une puissance prédite de 150 kW, nous aurons une erreur systématique de -15,7 kW avec une incertitude de 4,8 kW. En final, nous aurons une puissance corrigée de $165,7 \pm 4.8$ kW.

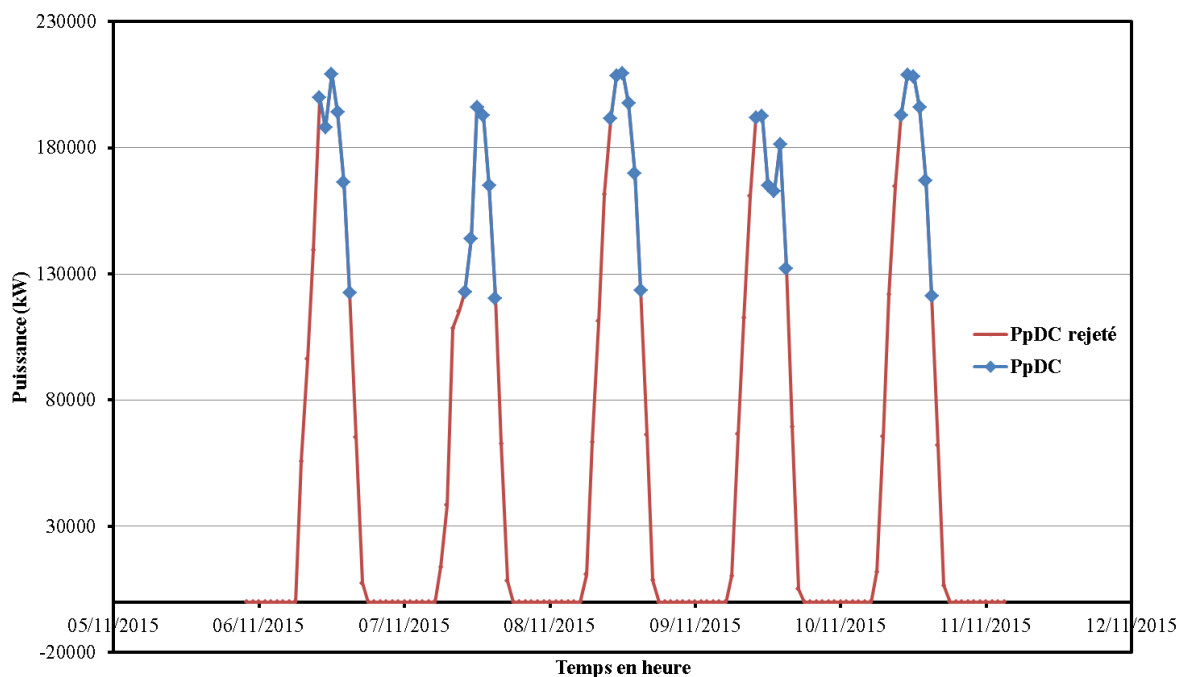


Figure 5.6 - Observation de la séquence choisie

Avec la séquence choisie nous obtenons une très bonne corrélation entre la puissance prédite et la puissance mesurée avec un coefficient de détermination de 99,78%.

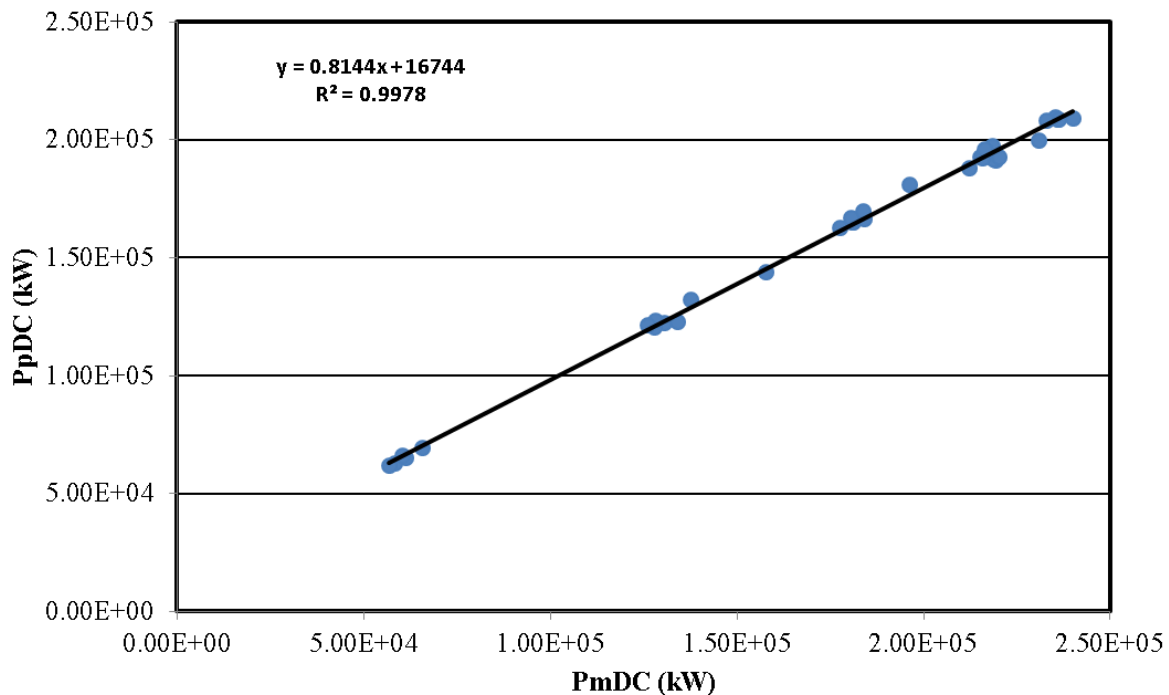


Figure 5.7 - Puissance prédite en fonction de la puissance mesurée

Ce travail de validation, nous a permis d'évaluer quantitativement la précision du modèle de référence. Dans ce qui suit, nous allons améliorer le modèle du type 194 afin d'avoir une prédiction efficace.

5.7- Développement d'un modèle empirique de températures de modules

Les performances électriques (courant-tension) d'un système PV dépendent de la température de fonctionnement des modules car cette dernière joue un rôle central dans le processus de conversion des panneaux solaires PV du fait qu'elle affecte les grandeurs électriques de base [135]. La température du module est affectée par les rayonnements solaires, la température ambiante, la vitesse du vent et le type d'installation PV [136-137].

Dans le composant TRNSYS du type 194, la température de fonctionnement du module photovoltaïque à chaque pas de temps est calculée en utilisant la relation de température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT) [127] donnée par :

$$T_C = T_{amb} + \frac{I_{POA}}{G_{NOCT}} (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \frac{9,5}{5,7 + 3,8 \cdot V} \left(1 - \frac{\eta_C}{\tau\alpha}\right) \quad (19)$$

Les valeurs de T_{NOCT} , $T_{a,NOCT}$, η_C et $\tau\alpha$ sont données dans le tableau des paramètres (A.13).

A partir des mesures expérimentales in-situ des températures des modules, de la température ambiante et des irradiances solaires, nous avons développé un modèle de température de module (20). Ce modèle de températures des modules est basé sur les données expérimentales des températures moyennes prises sur les faces arrière de quatre modules des rangées PV de la centrale solaire. Par souci d'atteindre une meilleure représentativité de ce modèle de température de module pour les deux saisons, nous l'avons subdivisé en 2 sous-modèles : un modèle pour la saison chaude de juin à septembre, T_{mc} (21) et un autre pour les autres mois de l'année correspondant à la saison fraîche, T_{mf} (22).

$$T_m = T_{amb} + 0,025 \cdot I_{POA} \quad (20)$$

$$T_{mc} = T_{amb} + 0,024 \cdot I_{POA} \quad (21)$$

$$T_{mf} = T_{amb} + 0,026 \cdot I_{POA} \quad (22)$$

Les coefficients (0,024 ; 0,025; 0,026) des équations (20) à (22) correspondent aux coefficients de Ross compris entre 0.02 et 0.04 °C.m²/W [138-139].

La figure 5.8 illustre la différence de température horaire entre la température des modules mesurée et la température ambiante en fonction de la quantité d'irradiation horaire reçue sur le plan incliné. Le nuage de point en bleu représente la différence de température en fonction des quantités d'irradiation pour les mois de saison fraîche d'octobre à mai. Le nuage de point en rouge représente la différence de température en fonction des quantités d'irradiation pour les mois de saison chaude de juin à septembre. Le nuage de point en noir caché par les nuages de point en rouge et en bleu représente la différence de température globale en fonction des quantités d'irradiation sur une base annuelle. Les mois d'été les plus rudes de juin à août, correspondent à la masse de points en rouge qui se décrochent de la masse de points principale, cela s'explique par une augmentation de la température ambiante et une diminution de quantité d'irradiation recue à la surface des modules PV pendant cette période.

Pendant la saison chaude, moins d'énergie est absorbée et donc, en conséquence, moins d'énergie est à dissiper ce qui conduit à un écart de T_m et T_{amb} plus faible. La constante de Ross plus élevée pour la saison fraîche montre une résistance thermique plus importante pendant cette saison, donc les modules PV auront plus de difficulté à dissiper la chaleur.

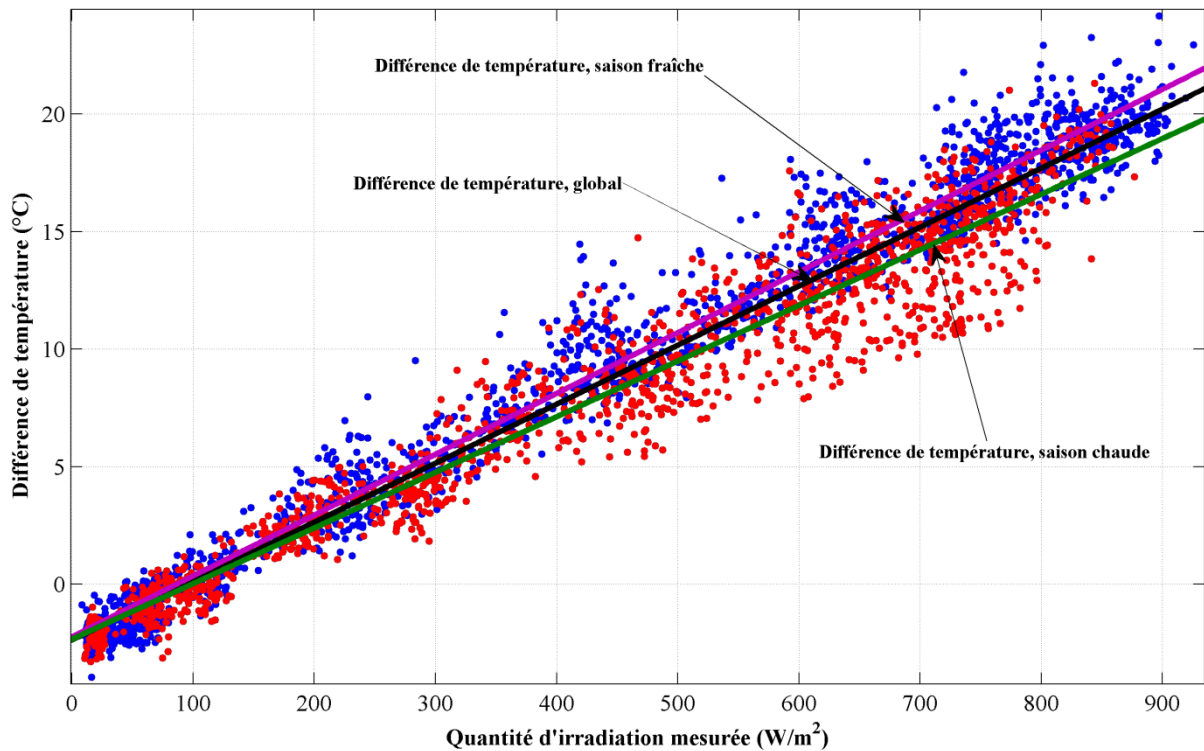


Figure 5.8 – Illustrations des différents modèles de températures de modules PV

5.7.1- Validation des modèles de températures des modules

Pour la validation des modèles de températures de modules, nous avons choisi quelques jours suivant un épisode pluvieux et pour lequel les panneaux sont propres et nous disposons la température des modules, la température ambiante, la vitesse du vent et les irradiances reçues. Par la suite, nous n'avons sélectionné que les mesures où les angles incidence et d'azimut sont inférieurs à 60° .

La figure 5.9 illustre les différences entre les températures des modules prédites et mesurées et la température ambiante en fonction de la quantité d'irradiation reçue sur le plan incliné. Cette figure montre que la température de module prédite avec le modèle de température du type 194 (T_C) est plus faible que les températures des modules mesurées (T_{mes}). Nous observons également que l'écart de température de module prédite pour les mois d'été (T_{mc}) et la température ambiante est le plus proche de l'écart de température de module et ambiante mesuré. L'écart de température utilisant le modèle T_{mc} est plus proche des mesures comparées aux résultats obtenues pour le modèle T_C de TRNSYS.

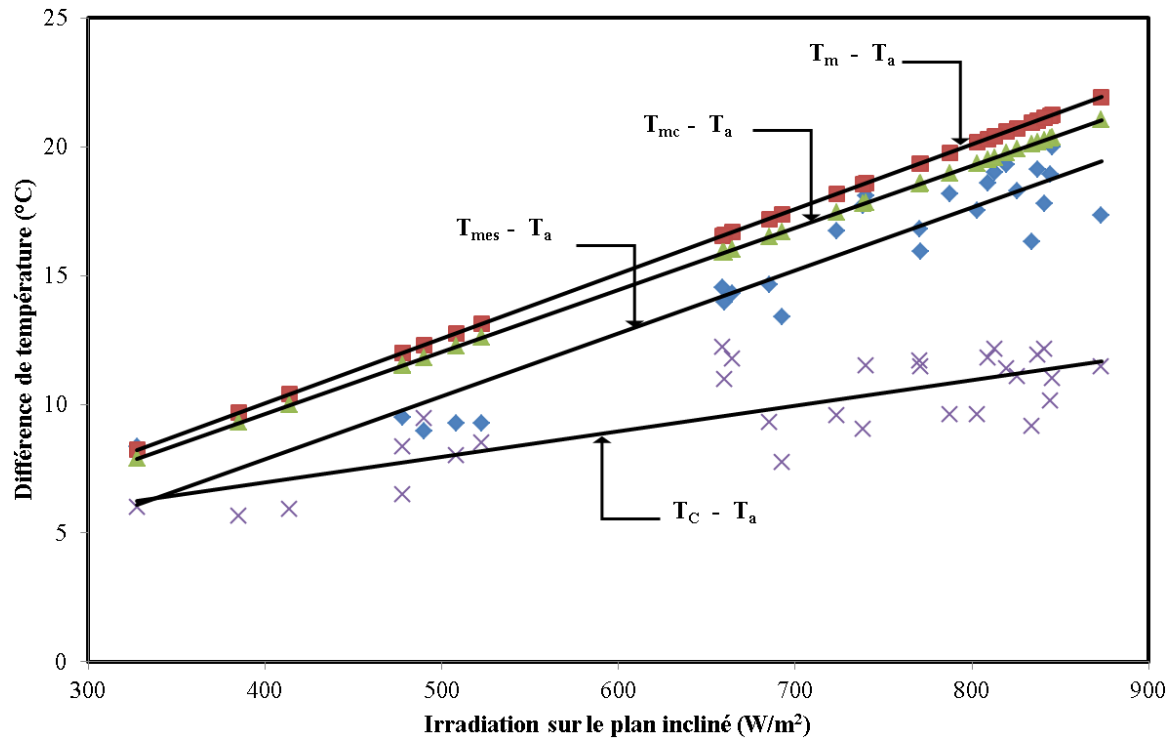


Figure 5.9 - Ecart des températures des modules (prédites et mesurées) et des températures ambiantes mesurées

Dans la figure 5.10, nous avons tracé les températures des modules utilisant les différents modèles de prédiction des équations (19), (20) et (21) en fonction des températures des modules mesurées, avec "Accord parfait" désignant les températures des modules mesurées en fonction d'elles-mêmes.

Nous constatons d'après la comparaison illustrée sur la figure 5.10, que la prédiction utilisant, le modèle de température de module de l'équation (20) et (21) améliore la prédiction de la température des modules par comparaison au modèle de température du type 194 (équation 19). Ce qui montre que les modèles de température de modules que nous avons élaborés dans cette étude est plus proche de la réalité. Le modèle de température pour l'été est encore plus proche de l'"Accord parfait".

Le modèle de DeSoto du type 194 est basé sur des mesures dans un climat différent de celui de Djibouti. Ce modèle linéaire n'est pas pertinent si on extrapole pour différents climats. Son extrapolation pour le cas des conditions de la centrale de Djibouti révèle que la corrélation n'est pas valide. D'où la nécessité de remplacer ce modèle par les modèles développés au cours de cette étude.

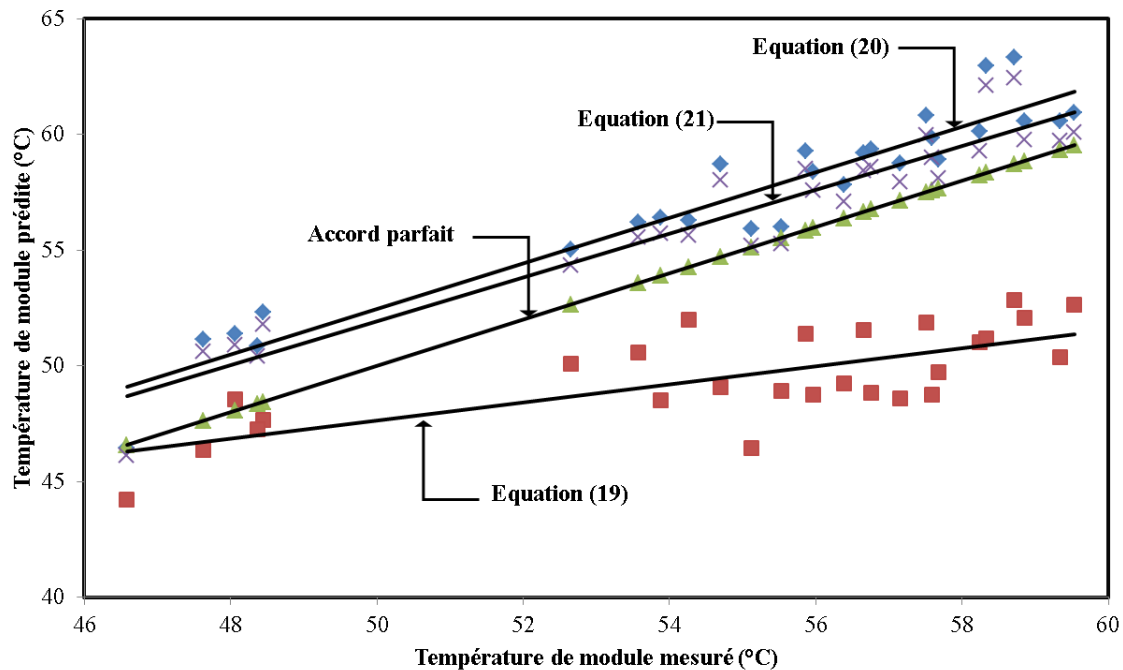


Figure 5.10 - Comparaison des températures des modules mesurées et prédites utilisant les équations (19), (20) et (21)

5.8- Construction d'un modèle de simulation pour l'empoussièrement

5.8.1- Définition de la problématique

La poussière est constituée de particules diverses qui s'accumulent sur les modules PV et constituent un élément de salissure. Elle diminue l'intensité des rayonnements absorbés par les modules PV et par conséquent sa performance (chapitre 3). Le phénomène que nous allons modéliser est un phénomène qui modifie et/ou diminue la quantité d'irradiation reçue sur les modules PV. Hors impact thermique dû à une diminution de l'intensité absorbée, on suppose négligeables d'autres modifications des propriétés physiques telles que l'émissivité ou la résistance thermique du module PV. Par ailleurs, on suppose qu'il y a une correspondance entre l'accumulation de poussières et l'atténuation de rayonnement solaire. Pour nos besoins, on s'intéresse à créer un modèle phénoménologique pour simuler l'évolution de l'empoussièrement au cours du temps. Ce modèle va prendre en considération plusieurs paramètres intervenant sur l'empoussièrement des panneaux. Ces paramètres sont le nombre des rangées PV de la centrale solaire, le taux d'accumulation journalier, le nombre de techniciens qui interviennent dans le nettoyage, les rangées nettoyées et la durée du nettoyage. On va également supposer que les techniciens peuvent parfaitement nettoyer les modules PV.

Le modèle de simulation de poussière que nous avons adopté est un modèle phénoménologique basé sur les constats sur le site. Pour ce faire, notre objectif est de développer un modèle de simulation pour la poussière.

5.8.2- Conception du modèle

La quantité d'empoussièrement des panneaux est très variable et est corrélée à de multiples facteurs (caractéristique du site d'installation, l'inclinaison des panneaux, météorologie du site (température ambiante, humidité et vitesse du vent), la propriété de la poussière) [48].

Dans ce modèle, nous allons considérer la poussière comme facteur qui diminue la quantité d'irradiation. Cela va entraîner une diminution progressive des quantités d'irradiations arrivants au niveau des modules PV au fur et à mesure que la poussière s'accumule. D'où l'entrée du type 194 recevra une quantité d'irradiation modifiée prenant en compte un facteur K d'empoussièrement. Egalement, il y a le facteur nettoyage qui intervient, ce facteur correspond au nettoyage des panneaux que ce soit par les équipes de nettoyages ou bien par la pluie. Dans le chapitre 2, nous avons montré les différentes méthodes de nettoyage que nous avons testées pour avoir le nettoyage des modules du champ PV. Il a été décidé de faire un nettoyage des panneaux à sec chaque début de mois à part les mois où il y a la pluie. Dans le chapitre 3, nous avons évalué les pertes dues à l'empoussièrement et on a montré que ces pertes varient en termes de rapport de performance entre 0.03 % et après une pluie qui a nettoyé les surfaces des modules PV et 14,23 % pour les périodes sèches sans pluie.

Sachant que nous avons 3 techniciens pour le nettoyage des panneaux et 30 rangées de 48 panneaux. Si on considère que chaque technicien nettoie une rangée PV par jour cela va faire 10 jours. Les observations de terrain ont montré que le nettoyage par une forte pluie est plus efficace que le nettoyage des techniciens qui dure plus longtemps. Le niveau de poussière est nul après une pluie et de l'ordre de 10 % après un nettoyage par les techniciens, sachant que les rangées nettoyées en premier reprennent la poussière au moment que les dernières rangées sont nettoyées.

Le modèle de simulation de poussière sera présenté dans la simulation TRNSYS comme un block (figure 5.11) qui va atténuer ou laisser passer l'irradiation arrivant au niveau des panneaux (I_{POA}) suivant le niveau d'empoussièrement.

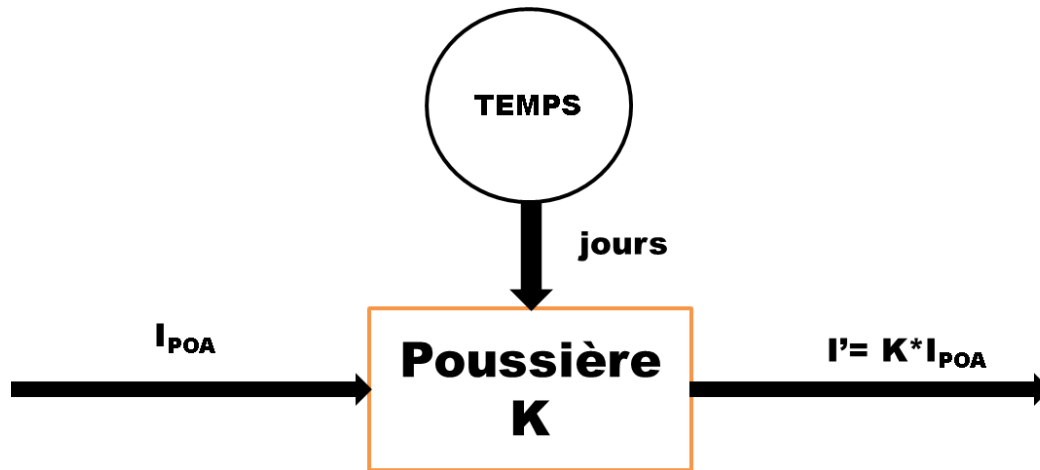


Figure 5.11 - Block poussière

La formulation mathématique du modèle est :

$$I' = (1 - K) * I_{POA} \quad (23)$$

Avec, $I' = \max\{0, KI\}$; pour éviter les I' négatif.

L'élaboration de ce modèle de simulation se fait étape par étape avec les 3 paramètres les plus importants.

- **Accumulation de poussière (K)**

- On impose un taux moyen d'empoussièrement homogène pour toutes les rangées PV de la centrale solaire, et on ne fait aucune distinction d'une rangée PV à une autre.
- On fixe une croissance constante de 0,4% d'empoussièrement journalière appliquée en début de journée. Ce taux est estimé à partir de nos résultats expérimentaux du chapitre 3.
- Le niveau maximal d'empoussièrement est fixé à $K=1$, c'est-à-dire opaque, l'empoussièrement ne laisse pas passer la quantité de rayonnements solaires.

- **Nettoyage (C)**

- Le taux de nettoyage (N) est une fonction du nombre de techniciens et de la taille de la centrale (c'est-à-dire le nombre de rangées), par exemple :
 - 1 technicien peut nettoyer une rangée par jour,

- Pour une centrale de 30 rangées, et équipe de 3 techniciens, le taux de nettoyage est de $(30/3)=10$ rangées par technicien,
- L'intervention par les techniciens est supposée ponctuelle, ce qui fait que la modification de K est appliquée en début de journée pour être en phase avec l'accumulation de poussière.
- Le nettoyage est maximal : $K=0$, on suppose que le technicien est capable de rendre les modules parfaitement propres.
- Différents fonctionnements possibles :
 - Soit le taux de nettoyage est indépendant du K actuel, c'est-à-dire que la capacité de nettoyage ne dépend pas du niveau de salissure (sauf la limite $K>0$)
 - Soit le taux de nettoyage est une fonction de K , par exemple si les modules sont très sales, il est plus ou moins difficile de les nettoyer.
- Egalement, on impose une fréquence d'entretien périodique (F), par exemple un nettoyage de :
 - 1 fois par mois pendant une semaine à 10 jours ou,
 - 1 jour par semaine.
- (C) est une variable booléenne indiquant si un nettoyage a été effectué. Si oui, les rangés à nettoyer sont sélectionnés de manière aléatoire. La même rangée n'est pas nettoyée plus d'une fois. J est l'index du jour et T la période en semaine.

$$C = \begin{cases} 1, & \frac{J+1}{T} \in \mathbb{Z} \\ 0, & \text{autrement} \end{cases} \quad (24)$$

- **Pluie (R)**

- Nous considérons la pluie comme un événement aléatoire dont on peut faire varier la probabilité suivant la pluviométrie de l'emplacement où se trouve la centrale solaire.
- Nous considérons qu'il y a nettoyage s'il y a un événement de pluie.
- Le niveau de nettoyage dépend de l'intensité de précipitation. Un épisode de pluie est supposé suffisamment intense pour nettoyer parfaitement les

panneaux ($K=0$). Ceci correspond à une pluie $R > 5$ mm, également nous négligeons les pluies faibles intensité c'est-à-dire inférieures à ce seuil.

- Les épisodes de précipitation sont considérés comme aléatoires, avec une fréquence dérivée de la probabilité de pluie. Suivant les conditions climatiques où se trouve la centrale solaire, on pourra faire varier cette probabilité suivant la pluie.
- P est une variable booléenne indiquant un épisode de pluie, et q la probabilité associée.

$$P(X>q) \sim U(0,1) \quad (25)$$

Le modèle phénoménologique de simulation de poussière est résumé dans le diagramme suivant (figure 5.12). Dans la boucle temporelle, le taux K du dernier pas de temps est renvoyé au pas de temps suivant par un lien rétroactif.

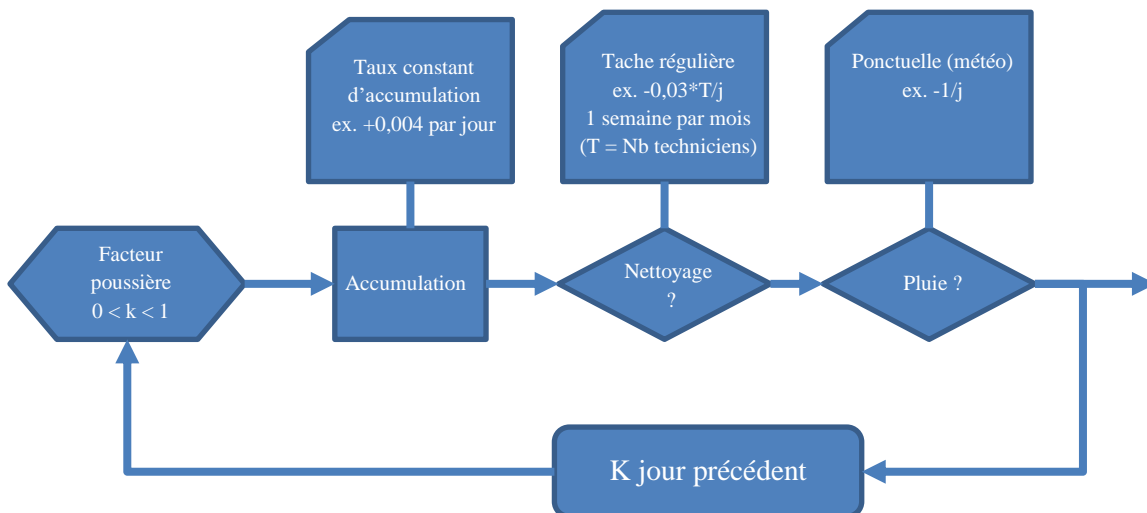


Figure 5.12 - Modèle phénoménologique de simulation de poussière

5.8.3- Simulation du modèle

Nous avons fait la simulation du modèle de poussière pour l'année 2012 avec la configuration actuelle en termes de :

- Nombre de techniciens : 3
- Taux de nettoyage par technicien : 1
- Nombre de jour de nettoyage : 10
- Pluviométrie de faible probabilité (1%)

Le modèle de poussière ainsi obtenu pour cette configuration est représenté sur la figure 5.13 avec les barres en bleues représentant les périodes de pluie. Les barres en verts correspondent au nombre de jours de nettoyage par mois et la courbe en orange l'empoussièrément. Nous observons sur cette figure que le taux d'empoussièrément est nul après chaque événement de pluie et qu'il diminue après chaque nettoyage des panneaux. Ce modèle confirme bien nos résultats expérimentaux.

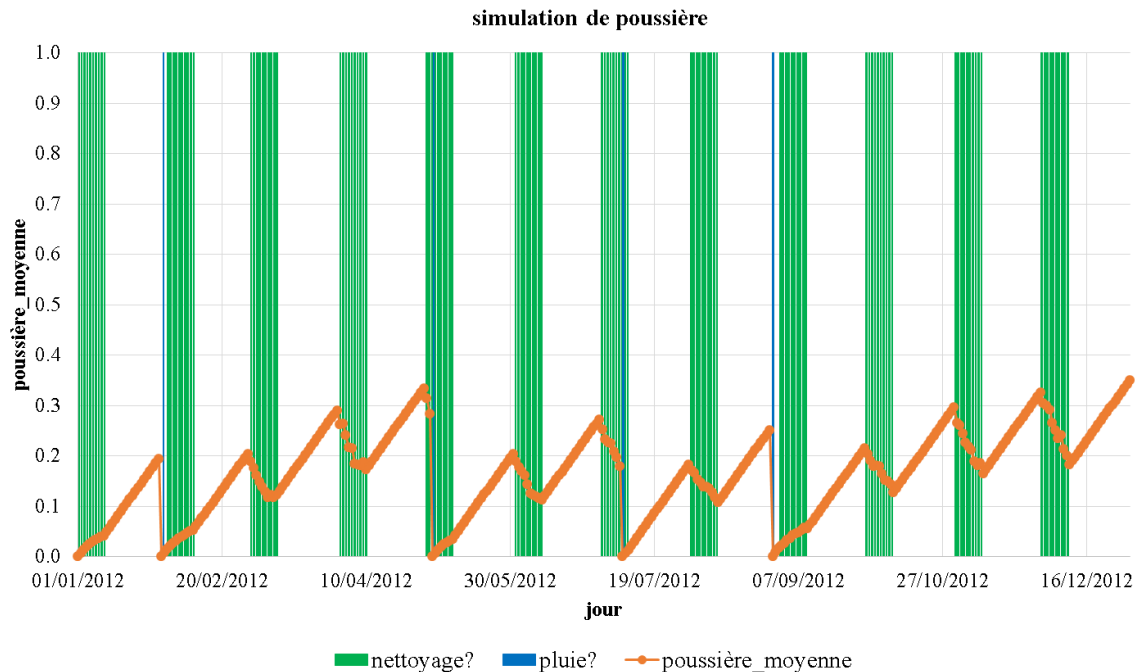


Figure 5.13 - Simulation poussière

Ce modèle peut être modifié pour différents scénarios possible de centrale solaire en faisant varier les paramètres suivant les nécessités.

5.8.4- Modèle prédictif

Le modèle prédictif (figure 5.14) que nous proposons ici est constitué à partir des différents modèles préétablis dans ce travail. Ce modèle est implémenté dans le logiciel de simulation TRNSYS. Il intègre :

- Le type 9C contient un fichier météo d'une année type.
- Le type 16e nous permet d'obtenir à partir des rayonnements diffus et direct du fichier météo les rayonnements sur le plan incliné.

- Modèle de dégradation à partir du taux de dégradation annuel défini dans le chapitre précédent.
- Modèle de température de module (descriptif section 5.7) utilisant un modèle pour chacune des saisons.
- Modèle d'empoussièrement (descriptif section 5.8) basé sur un calcul effectué dans un tableur Excel permettant d'avoir différentes configurations entre les paramètres de poussière, du taux de nettoyage, du programme de nettoyage et de la probabilité de la pluie. A partir de ce modèle poussière, nous obtenons le taux d'empoussièrement moyen que nous intégrons ensuite dans le modèle TRNSYS à partir d'un type 9C.
- Le type 194D (annexe A.13) est un type à 5 paramètres, dérivé du type 194 et qui nous permet de calculer les sorties prédites de la centrale solaire. Nous avons modifié le code FORTRAN pour recevoir comme entrée la température du module et la quantité d'irradiation sur le plan inclinée. En outre, le type 194D prédit le point de puissance maximum sans modificateur d'angle d'incidence (IAM) ou modificateur de masse d'air (MAM).
- Enfin le type 65C sert à l'affichage des résultats des différentes sorties prédites.

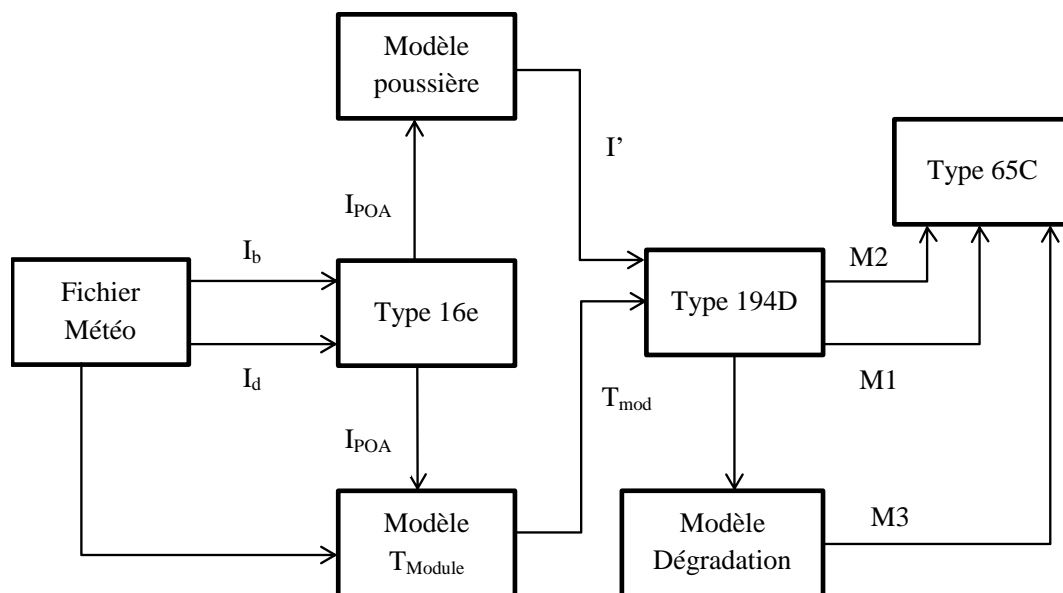


Figure 5.14 - Schéma du modèle prédictif

5.8.5- Performances prédites

Les performances prédites sont représentées par les symboles génériques suivants :

- M0 correspond au rayonnement solaire cumulée en kWh/m².
- M1 correspond à la quantité d'énergie produite sans poussière et sans dégradation en kWh.
- M2 correspond à la quantité d'énergie produite avec poussière, avec nettoyage et sans dégradation en kWh.
- M3 correspond à la quantité d'énergie produite avec poussière, avec nettoyage et avec dégradation en kWh.
- M4 = M1 – M2, correspond à la perte due à l'empoussièrment des panneaux en kWh.
- M5 = M3 – M2, correspond à la perte due à la dégradation en kWh.

Les rapports de performance cumulés sont également évalués pour les différentes configurations :

- M6 = (M1/M0)/(Pmax/Gref) correspond au performance ratio sans poussière et sans dégradation
- M7 = (M2/M0)/(Pmax/Gref) correspond au performance ratio avec poussière et nettoyage et sans dégradation
- M8 = (M3/M0)/(Pmax/Gref) correspond au performance ratio avec poussière et nettoyage et avec dégradation
- M9=M6-M7, correspond à la perte de PR due à l'empoussièrment.
- M10=M8-M7, correspond à la perte due à la dégradation de PR.

5.9- Etude de l'impact de la poussière et du nettoyage sur les performances prédites

A partir du modèle prédictif, nous allons dans cette partie effectuée une étude paramétrique afin d'analyser les performances pour différentes situations.

5.9.1- Analyse paramétrique

Une analyse paramétrique ou encore une étude de sensibilité est une étude qui tient compte de l'influence de différents paramètres sur la solution d'un problème. Dans ce travail, il s'agit d'une étude paramétrique pour mettre en évidence l'impact des paramètres sur la performance électrique prédite par le modèle de centrale solaire élaboré.

Pour cela nous avons établi des scénarios multiparamétriques incluant les paramètres de :

- Poussière (K) : avec un taux d'empoussièrment variant de 0,4% ; 0,6% ou 0,8% ;

- Le programme de nettoyage des modules PV comprenant :
 - Le taux de nettoyage (N), variant de N = 1 ou 3 ou 6 ou 9 ;
 - La fréquence de nettoyage (F) variant de : 10 jours tous les 2 mois (10j/2mois) ; 10 jours par mois (10j/mois) ; 7 jours par 14 jours (7j/14j) ; 7 jours sur 7 jours (7j/7j);
- La pluie (R) avec une probabilité de pluie forte variant de : 1% ou 5%. Les jours de pluies sont déterminés de manière aléatoire et change à chaque fois qu'on relance le calcul. Par conséquent, le niveau moyen de salissure pendant une année simulée peut varier sans modification de paramètres, et cette incertitude est présente dans les résultats des scans paramétriques.

Cette incertitude peut être évaluée en générant plusieurs simulations pour la même configuration et on peut calculer l'écart-type des résultats. En faisant cela, on a estimé une incertitude de 1,2% sur une prédiction de 11% d'empoussièrement moyen. On suppose que cette incertitude est pertinente pour l'ensemble des configurations considérées.

Notre analyse paramétrique comprend alors une succession de résolutions correspondant aux différentes combinaisons de paramètres à étudier. Le nombre de configurations résolues dépend du nombre de paramètres ainsi que du nombre de valeurs attribuées à chacun des paramètres. Pour notre cas de figure, le paramètre K prend 3 valeurs (3^1), N et F prennent chacun 4 valeurs (4^2) et le paramètre R prend 2 valeurs (2^1). Par ailleurs, le nombre de configurations à simuler pour notre cas est de 96 qui sont présentées dans le tableau en annexe A.14. Pour chacune des 96 configurations, nous avons calculé les performances cumulées pour la période simulée.

5.9.2- Analyse des performances prédites

Les deux graphiques de la figure 5.15 montrent les rapports de performance annuelle M7 (courbe en bleue) et M8 (courbe en vert). Dans cette partie nous ne considérons que R=1%. L'analyse est la même pour R=5% sauf que les performances augmentent. M7 et M8 varient en fonction du taux d'empoussièrement, la fréquence de nettoyage et le taux de nettoyage par technicien. M6 ne varie pas avec les différentes configurations, car elle ne prend pas en considération la dégradation et l'empoussièrement. Les moyennes annuelles pour les différentes configurations sont de 101,6%, 95,1% et 94,8% respectivement pour M6, M7 et M8.

M7 varie entre un minimum de 79,9% et un maximum 101,6%, M8 varie entre un minimum 79,6% et un maximum 101,2%. En outre, pour M7 et M8 le minimum est atteint pour la configuration (K=0,8% ; N=1 et T=10j/2mois) et le maximum est atteint pour la configuration (K=0,4% ; N=9 et T=7j/7j). On peut dans ce sens dire que pour un site donné avec un taux d'empoussièrement et de pluviométrie, le programme d'entretien le plus pénalisant est (N=1 et T=10j/2mois) et le plus efficace est (N=9 et T=7j/7j).

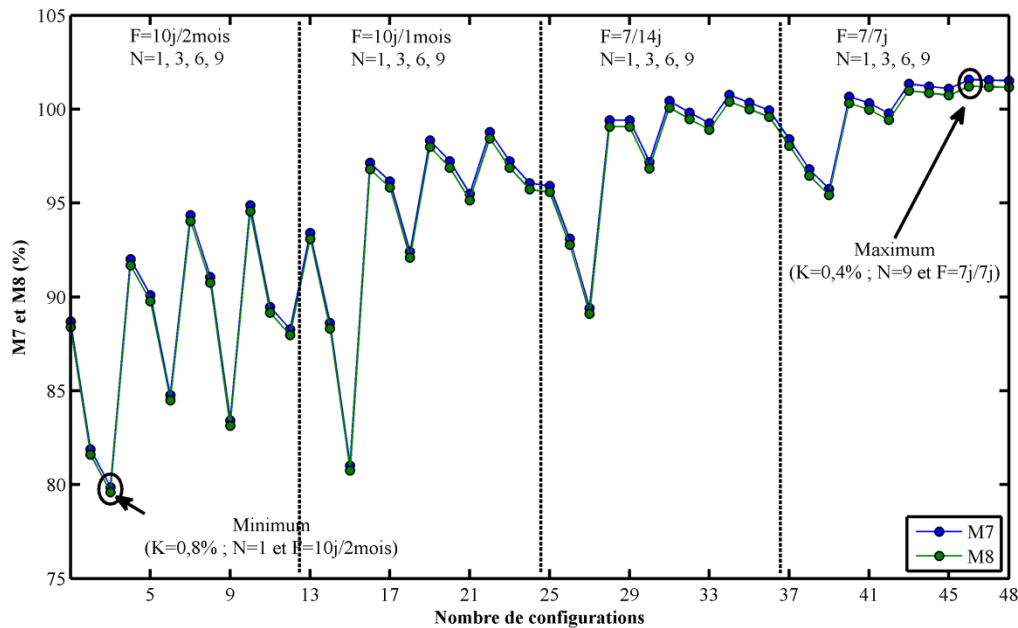


Figure 5.15 - M7 et M8 en fonction des nombres de configurations

Bien que non représenté, la variabilité des quantités d'énergies annuelles cumulées M2 et M3 est similaire à celle de M7 et M8. Les moyennes de M2 et M3 sont respectivement de 633,7 MWh et de 631,5 MWh. On se rapproche des performances idéales pour des taux de nettoyage et des fréquences de nettoyage élevées.

5.9.3- Analyse des pertes dues à l'empoussièrement et à la dégradation

A première vue, nous pouvons constater sur la figure 5.16 que les pertes dues à l'empoussièrement des modules PV (M9) sont assez variables et que les pertes dues à la dégradation (M10) sont constantes. Les moyennes des pertes pour M9 varient entre 0,04% pour la configuration (N=9 et F=7j/7j) et de 21,7% pour la configuration (N=1 et F=10j/2mois) avec une moyenne de 6,5% pour toutes les configurations. En termes d'énergie cumulée, les pertes moyennes dues à l'empoussièrement sont de 43,3 MWh pour toutes les configurations. L'écart, très élevé entre le minimum et le maximum, montre que le taux

d'empoussièrément et les pertes qui l'incombent sont strictement liés à la fréquence de nettoyage et le taux de nettoyage par technicien et à la pluviométrie du site. Un moyen efficace pour diminuer ces pertes consiste à augmenter la fréquence de nettoyage.

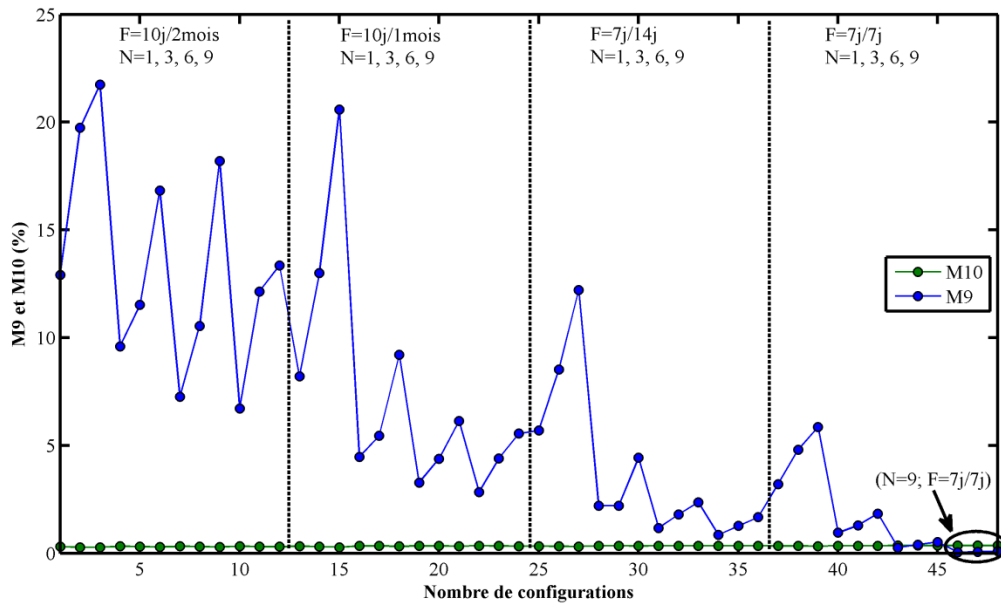


Figure 5.16 - Pertes performances M9 et M10 en fonctions des nombres de configurations

Quant aux pertes liées à la dégradation (M10) sont de l'ordre de 0,33% pour l'ensemble des configurations, ou 2.2 MWh pour une installation avec les mêmes caractéristiques que celle du CERD. La prédiction étant sur une année, les pertes dues à la dégradation ne sont pas perceptibles sur une année mais cela peut augmenter avec le temps et être plus conséquent que l'empoussièrément. Plus généralement, nous observons que M9 est largement supérieur à M10 pour l'ensemble des configurations sauf pour le cas (N=9 et F=7j/7j) où on atteint le zéro empoussièrément (c'est-à-dire rangées PV propres comme au premier jour).

Dans la suite, nous choisissons M7 pour ne pas considérer la dégradation dans l'évaluation l'influence des paramètres liés à l'empoussièrément.

5.9.4- Influence de la pluie

La pluie joue également un rôle important dans le nettoyage des panneaux. Pour évaluer l'influence de la pluie, nous avons simulé les performances ratios des sorties prédites pour une probabilité (R) de 1% et 5% (figure 5.17). Les moyennes M7 obtenues pour chacun des cas sont de 95,1% pour R=1% et de 97,8% pour R=5%.

L'écart entre les deux courbes est lié à la fréquence de nettoyage F et au taux de nettoyage N par technicien, plus la fréquence de nettoyage est élevée plus l'écart se réduit. L'écart moyen est de 6,1% pour une fréquence de nettoyage de 10j/2mois, 3% pour $F=10j/mois$ et 0.25% pour $F=7j/14j$. Cet écart est quasiment nul pour une fréquence de nettoyage 7j/7j et un taux de nettoyage $N=6$ ou 9. Quel que soit le taux d'empoussièrment, la pluie n'a aucune influence sur la sortie prédite car les rangées PV restent propres pour cette configuration. Mais en se focalisant sur des programmes de nettoyage plus raisonnable avec une équipe et le matériel comme ce que nous avons au CERD, on trouve que l'impact de la pluie peut être plus important.

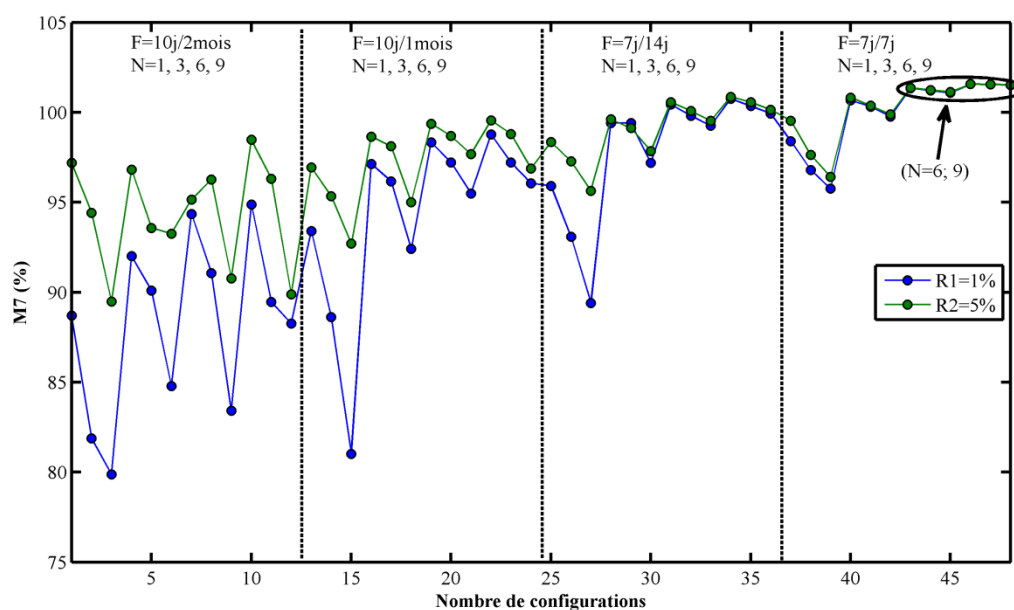


Figure 5.17 - Performance prédite M7 pour R=1% et R=5%

Egalement, les pertes dues à l'empoussièrment sont estimées à 6,5% pour R=1% et de 3,9% pour R=5%. Pour un site avec une plus forte probabilité de pluviométrie, on obtiendrait un gain de 2,6% (17,6 MWh en énergie prédite) qu'un site avec une probabilité de pluie moindre.

En outre, l'impact de la pluie est très important si on cherche à optimiser l'entretien de la centrale car son effet est plus prononcé pour les faibles N et F . En considérant comme niveau acceptable $M7=95\%$, pour R=1%, un taux de nettoyage $N=1$ est insuffisant pour toutes les valeurs de F . Mais avec R=5%, $N=1$ est acceptable pour $F=10j/mois$ ou mieux, et $N=1$ est acceptable aussi pour $F=10j/2mois$ seulement pour les faibles K . Dans un second temps dans le cas où, nous considérons un niveau de $M7=90\%$ comme un seuil acceptable de performance, pour R=1%, un taux de nettoyage $N=1$ est insuffisant pour $F=10j/2mois$, mais

ce taux est acceptable pour $F=10j/mois$ et $F=7j/14j$ pour les faibles empoussièrément. Pour $R=5\%$, $N=1$ est acceptable pour toute les fréquences de nettoyage sauf pour $F=10j/2mois$ et $K=0,8\%$. Donc, on peut déduire que pour un site donné il faut considérer la précipitation avant de proposer le niveau d'entretien.

Pour la suite, nous garderons que les configurations avec une probabilité de pluie de 1% car cela se rapproche de la réalité du site de la centrale solaire du CERD.

5.9.5- Influence de la fréquence de nettoyage

La figure 5.18 représente les performances ratios moyennes en fonction du nombre de configurations correspondant à une même fréquence de nettoyage. Egalement, nous montrons sur ce graphique à chaque étape le taux de nettoyage et le taux d'empoussièrément. Chaque courbe représente un programme de nettoyage :

- La courbe bleue (F1) représente une fréquence de nettoyage 10 jours tous les deux mois;
- La courbe verte (F2) représente une fréquence de nettoyage de 10 jours par mois ;
- La courbe rouge (F3) représente une fréquence de nettoyage de 7 jours tous les 14 jours ;
- Le courbe cyan (F4) représente une fréquence de nettoyage de nettoyage de 7jours sur 7 jours.

Les PR moyens pour chaque fréquence de nettoyage sont de 88,2%, 94,3%, 97,9% et 100% respectivement pour F1, F2, F3 et F4. L'écart moyen entre F4 avec notre programme actuel de 10j/mois (F2) est de 5,7% et de 2,1% avec le programme de 7j/14j (F3). On a un gain de 3,6% (ce qui fait 23,9 MWh en termes d'énergie moyenne) en passant d'un programme de nettoyage F2 à F3. Pour $N=3$ et $K=0,8\%$, l'impact de la fréquence de nettoyage en passant de F1 à F2 est 7,6%, de 4,8% de F2 à F3 et de 2,6% de F3 à F4, l'amélioration est négligeable pour ce dernier comparé aux deux premiers.

Dans la figure 5.19, PR est montré en fonction de la fréquence de nettoyage, présenté en termes du pourcentage des jours de nettoyage par mois. La barre de couleur représente l'empoussièrément moyen annuel, c'est-à-dire la part du rayonnement solaire incident qui est bloquée par la poussière. Une fréquence de nettoyage $F=10j/2mois$ correspond à une moyenne annuelle de fréquence de nettoyage de 16,2% avec des taux très élevés d'empoussièrément

pouvant atteindre 20%, alors qu'avec une fréquence de nettoyage de 7j/7j correspond à un nettoyage de 100% avec des faibles taux d'empoussièremment de l'ordre de 2 à 4%.

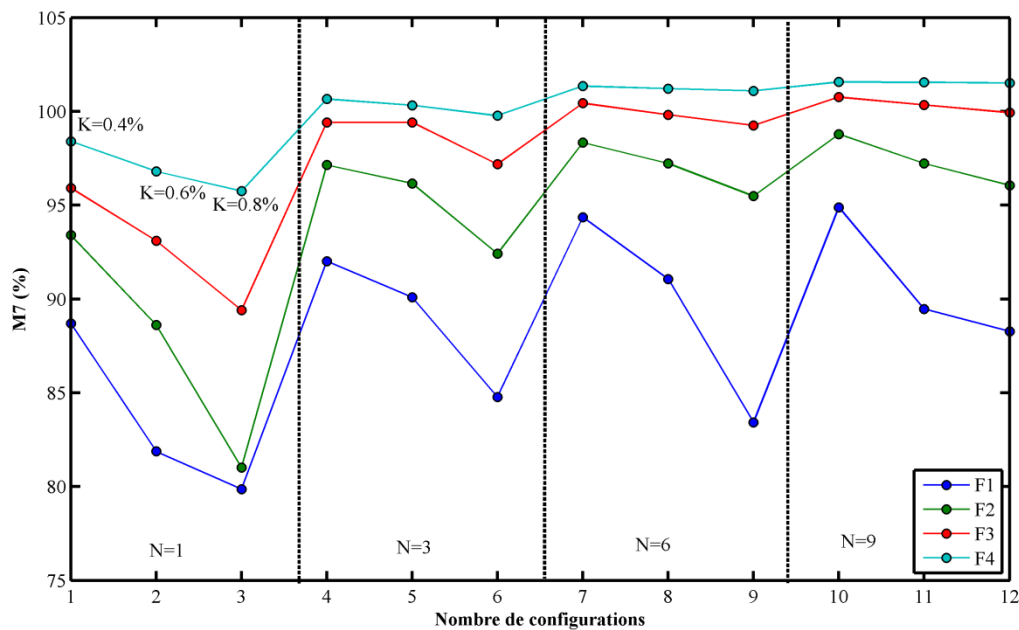


Figure 5.18 - M7 pour F1, F2, F3 et F4

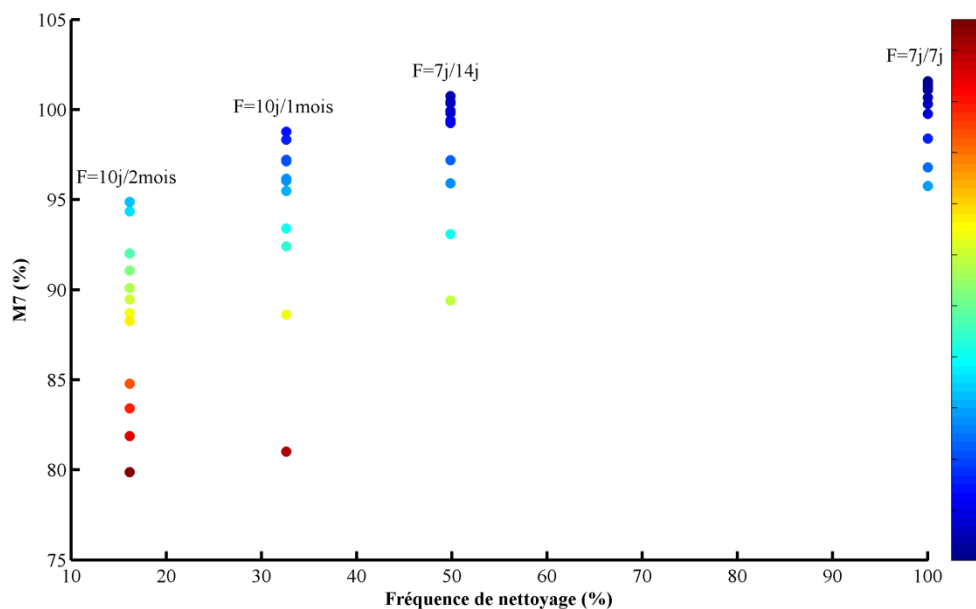


Figure 5.19 - PR prédite et empoussièremment pour F1, F2, F3 et F4

Le programme de nettoyage a une influence sur l'empoussièremment des modules PV et par conséquent sur la production énergétique de la centrale solaire. Pour limiter les pertes à 10% (donc empoussièremment moyen <10%), pour $K=0.4\%$, le programme minimal d'entretien est

de $N=6$ et de $F=10j/2\text{mois}$ ou de $N=1$ et de $F=10j/\text{mois}$. Mais pour un empoussièrément plus élevé de $k=0.8\%$, le programme minimal d'entretien est de $N=9$ et de $F=10j/2\text{mois}$ ou de $N=3$ et de $F=10j/\text{mois}$. Par ailleurs, le programme de nettoyage optimum est celui de $F=7j/7j$. On peut également observer sur la courbe rouge (figure 5.18) qu'avec un taux de nettoyage de $N=9$ et un programme de nettoyage de $7j/7j$ on se rapproche des performances idéales prédites sans poussière et sans dégradation.

5.9.6- Influence du taux de nettoyage

Le taux de nettoyage par technicien est aussi important dans l'analyse du ratio de performance prédit. La figure 5.20 montre un aperçu du PR annuel en fonction du nombre de configurations correspondant aux différents taux de nettoyage. On constate sur les graphiques de la figure 5.20 que le taux de nettoyage par technicien est élevé plus les performances prédites augmentent. Pour $F=10j/\text{mois}$ et $K=0,4\%$, l'impact du taux de nettoyage en passant de $N=1$ à $N=3$ est $3,7\%$, et de $N=3$ à $N=6$ est $1,2\%$. De $N=6$ à $N=9$ l'amélioration est négligeable. L'écart des performances ratios est très faible entre un $N=6$ et $N=9$, de l'ordre de $0,6\%$ ($M2=4\text{ MWh}$). L'idéal étant le taux de nettoyage le plus élevé, mais on pourrait utiliser un taux de nettoyage $N=6$ comme un très bon compromis. Cela correspond à 18 rangées sur 30 nettoyées par jour de nettoyage, ou 60% de la centrale. En tenant compte du nombre de jours par période de nettoyage, c'est à dire 7 ou 10, ceci indique que quasiment la totalité de la centrale est nettoyée. D'autre part, la probabilité qu'une rangée ne soit pas nettoyée le premier jour est de 40% , de $0,16\%$ au septième jour et ainsi de suite jusqu'au dixième jour où elle n'est que de $0,01\%$. Donc la probabilité qu'une rangée soit nettoyée au dixième jour est de $99,99\%$.

Pour un taux de nettoyage de $N=1$, la probabilité qu'une rangée ne soit pas nettoyée au bout du septième jour de nettoyage est de 48% , c'est qui fait pratiquement la moitié de la centrale qui n'est pas nettoyée. Même au bout du dixième jour on a toujours 35% de la centrale qui n'est pas nettoyé ce qui montre que le taux de nettoyage de $N=1$ est insuffisant. Egalement dans nos calculs, nous obtenons la même probabilité de nettoyage pour $N=3$ et $N=6$ respectivement dixième jour et quatrième jour. Pour la configuration actuelle de nettoyage de la centrale du CERD, un taux de nettoyage de $N=3$ sur 10 jours serait raisonnable. On observe que le taux de nettoyage est assez sensible à la pluviométrie (voir les points indiqués par les cercles noirs). Malgré qu'on ait la même probabilité de pluie, il s'avère qu'une simulation à une autre le taux de pluie varie.

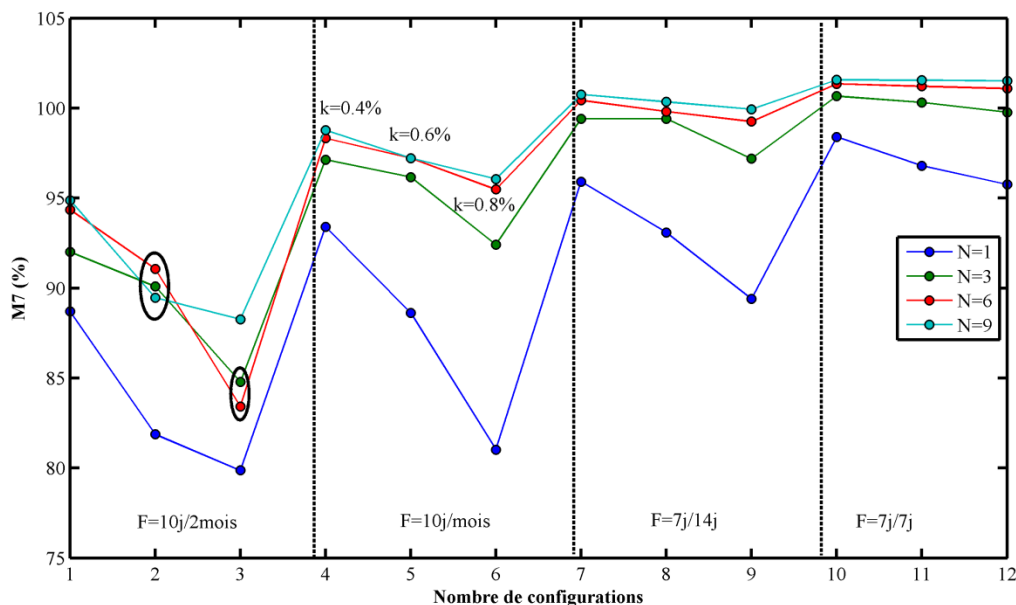


Figure 5.20 - Performance prédite M7 pour N=1, N=3, N=6 et N=9

5.9.7- Influence de l'empoussièrement

On cherche à évaluer l'influence de l'empoussièrement sur les performances attendues (figure 5.21). Des simulations sont effectuées avec notre modèle prédictive. Pour chacune des simulations on fait varier le taux de nettoyage et le programme de nettoyage en gardant fixe le taux d'empoussièrement. Chacune des courbes correspond au rapport de performance prédit correspondant à un taux d'empoussièrement donné. On constate que plus l'empoussièrement est élevé plus le rapport de performance diminue. Les performances moyennes sont de 97,3%, 95,3% et 92,8% pour respectivement $K=0,4\%$; $K=0,6\%$ et $K=0,8\%$. Pour $F=10j/mois$ et $N=3$, l'impact de l'empoussièrement en passant de $K=0,4\%$ à $K=0,6\%$ est de 0,98%, et de 3,8% en passant de $K=0,6\%$ à $K=0,8\%$.

Le taux de nettoyage par technicien et la fréquence de nettoyage influencent l'empoussièrement et par conséquent la quantité d'énergie produite. Plus la fréquence de nettoyage et le taux de nettoyage sont élevés et plus on se rapproche des conditions optimum. Par exemple, sur ce graphique on observe que les 3 courbes se rejoignent en un point (cercle noir) qui correspond à une fréquence de nettoyage de $7j/7j$ et un taux de nettoyage de 9 rangées PV par technicien ; c'est-à-dire en ce point l'empoussièrement est quasi nul et la production énergétique est au maximum. Egalement, en passant d'une fréquence de nettoyage de $10j/2mois$ à $10j/mois$ on a un gain en performance de 6,1% (40,6 MWh) quel que soit le niveau d'empoussièrement. Pour un empoussièrement donné de $K=0,8\%$, ce gain est de

7,2%. Donc pour diminuer le taux d'empoussièrement et augmenter la quantité d'énergie produite, une augmentation de la fréquence de nettoyage et du taux de nettoyage par technicien est à préconiser.

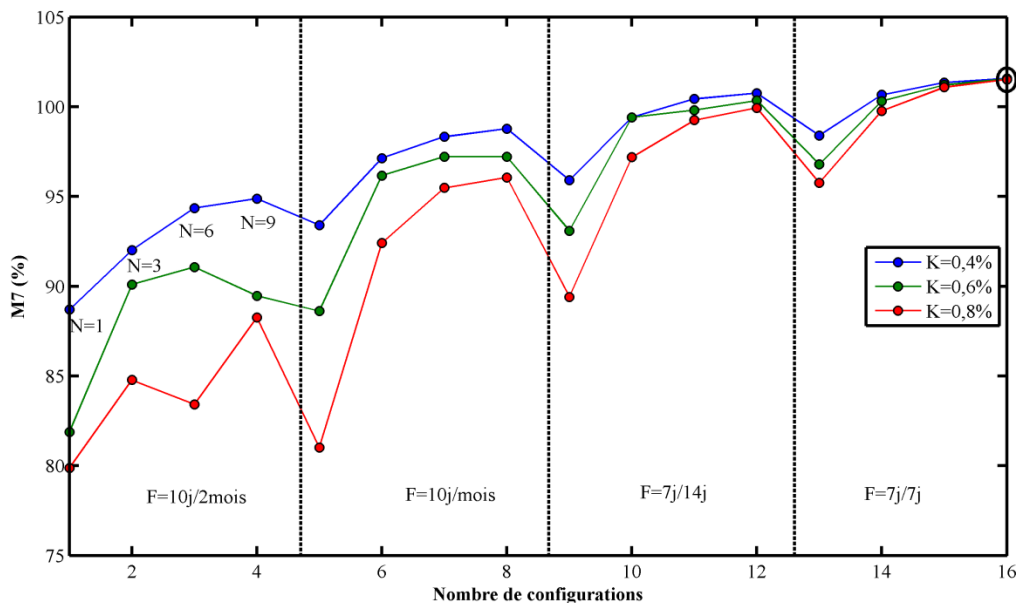


Figure 5.21 - Performance prédite M7 pour K=0,4%, K=0,6%, K=0,8%

5.9.8- Discussions

Dans cette partie, l'objectif était de simuler à l'aide d'une analyse paramétrique le phénomène de l'accumulation de la poussière et du nettoyage des modules PV par une intervention régulière ou par épisode de pluie. Pour cela, l'évolution de la poussière est intégrée comme entrée d'un modèle de simulation numérique de l'installation au CERD construit sous TRNSYS avec le Type 194D comme présenté dans la section 5.8.4, en supposant que l'unique impact de la poussière est une diminution de l'intensité du rayonnement solaire incident sur les modules PV. Les résultats des simulations ont été comparés en termes de performances annuelles prédites. En ce qui concerne le phénomène d'empoussièrement, les conditions climatiques ont été schématisées par deux paramètres : un taux d'accumulation et la probabilité de pluie. Différents programmes de nettoyage sont considérés en variant deux paramètres : le taux de nettoyage par jour N et la fréquence des interventions F (7 ou 10 jours).

Pour une configuration K=0,4%, R=1%, N= 1, F= 10j/mois similaire à la réalité du site de la centrale solaire, la simulation simpliste de poussière prédit une perte moyenne annuelle de PR

de 8,2%. Par ailleurs, nous avons estimé la perte moyenne annuelle mesurée à $4,5\pm 3\%$ et $5,5\pm 3,6\%$ suivant que le PR soit corrigé par rapport à la température ambiante ou bien par la température des modules (tableau 3.4, p.77). Le modèle a tendance à surestimer légèrement les pertes mais on retrouve le même ordre de grandeur. En outre, en gardant les mêmes conditions climatiques (K, R) qu'au CERD, la simulation indique qu'une hausse de performance de 3,73% est possible avec $N=3$ et $F=10j/mois$, ou 2,5% avec $N=1$ et $F=7j/14j$. Un nettoyage presque parfait est atteint à partir de $N=6$ et $F=10/mois$ ou $N=1$ et $F=7j/7j$. Cependant, cela est impraticable avec les méthodes existantes. En plus, il est à noter que les conditions de travail sur le site de la centrale rendent le nettoyage manuel difficile pendant certaines périodes, et donc un programme aussi poussé serait difficile à réaliser.

Pour d'autres climats, les résultats sont différents. L'impact de la pluie sur un taux moyen d'empoussièrement est particulièrement important pour des programmes de nettoyage moins fréquents et intenses. En effet, en passant d'un climat de $R=1\%$ (<4 jours de pluie par an) à $R=5\%$ (<20 jours de pluie en moyenne), la fréquence de nettoyage actuellement appliqué au CERD de $F=10j/mois$ serait excessif. Pour le même taux d'empoussièrement, il est possible de diminuer la fréquence à $F=10j/2mois$.

En général, les programmes de nettoyage plus intensifs et de plus courte durée s'avèrent plus efficaces. Les recommandations générales que nous proposons pour la centrale du CERD pour maintenir les pertes de performance dues à l'empoussièrement inférieures à 5%, sont donc d'évoluer à une configuration de taux de nettoyage de $N=1$ à $N=3$, pour la même fréquence de nettoyage $F=10j/mois$. Cette hausse correspond à un nettoyage presque entier de la centrale après chaque intervention : pour une centrale de 30 rangées et une équipe de 3 techniciens, le taux $N=1$ correspond à une probabilité de nettoyage de 10% par rangée par jour ou une probabilité de 65% qu'une rangée donnée soit nettoyée pendant une intervention durant 10 jours. En allant à un taux de $N=3$, la probabilité qu'une rangée soit nettoyée, évolue à 30% par jour, ou 97% après 10 jours. En fait, la qualité de nettoyage avec $N=3$ dépasse après le deuxième jour celle de $N=1$. Afin de pouvoir atteindre ce niveau de nettoyage, soit du meilleur matériel de nettoyage est nécessaire, soit l'équipe de techniciens doit être triplée en nombre. Le gain en énergie étant estimé à 24,8 MWh en passant d'un taux de nettoyage de $N=1$ à $N=3$, le gain normalisé par rapport à la puissance crête de la centrale solaire est de 82 MWh/MWc.

A ce jour, le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque par l'Electricité de Djibouti ne sont pas connus, de ce fait pour estimer la valeur économique de l'investissement, on peut évaluer en termes de consommation réduite par rapport au réseau. Prenant le tarif actuel de l'électricité du réseau Djiboutien qui s'élève à USD 0,32 /kWh soit 56 FDj/kWh, un gain de 82 MWh/MWc correspond à un gain de 4 592 000 FDj/MWc (USD 26 240) annuel.

5.10- Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mis en place un modèle prédictif des performances d'une centrale solaire PV pour les conditions du site de Djibouti. A partir du modèle existant le type 194b, nous avons estimé une erreur systématique sur le paramétrage de $-10,4 \pm 3,2\%$ lorsque la source d'information est la fiche technique du fabricant. En plus, nous avons négligé les corrections des effets spectraux pour cela nous avons choisi des angles d'incidence et d'azimut inférieurs à 60° , ce qui n'est pas pénalisant pour un site de latitude tropical. Une confrontation du modèle de température de module du type 194b avec celui de la température de module développée à partir des mesures du site a montré qu'on est plus proche de la réalité avec ce dernier.

Dans ce chapitre, nous avons également développé un modèle dédié à l'empoussièrement basé sur les constatations du site (modèle phénoménologique). Enfin, nous avons implémenté nos différents modèles dans TRNSYS afin d'assoir notre modèle prédictif et de l'analyser pour différentes configurations de nettoyage et d'empoussièrement à l'aide d'une analyse paramétrique. Les résultats de cette analyse montrent que la simulation est cohérente avec les résultats expérimentaux obtenus dans le chapitre 3. Une hausse importante de performance est possible avec une équipe plus grande ou une meilleure méthode de nettoyage. En passant à un taux de nettoyage de $N=1$ à $N=3$, on peut investir $4\,592\,000 * 0,3024$ FDj/an. Le gain pour le CERD est de 1 388 620.8 FDj/an (USD 7934.976). Avec le gain obtenu, il n'est pas possible de recruter 6 autres techniciens sachant que le salaire brut d'un technicien est d'environ 696 000 FDj/an. De ce fait, nous recommandons de rendre le nettoyage plus efficace en mettant au point d'autres techniques de nettoyage.

Chapitre 6 : Conclusion générale et perspectives

6.1- Conclusion générale

En dépit du fort potentiel solaire dont elle bénéficie, il existe actuellement un nombre très limité de centrales solaires en République de Djibouti. En outre, peu de données sont disponibles concernant la performance réelle des installations opérant dans des conditions climatiques poussiéreuses et désertiques. L'objectif principal de ce travail de thèse a été de se pencher sur ces conditions opérantes, de cerner leurs impacts sur l'évolution des performances et de développer un modèle capable de mieux prendre en compte le comportement d'une installation photovoltaïque (PV) dans une zone désert maritime. Cet outil vise à réaliser des prédictions sur les productibles et d'en optimiser la production instantanée et de maintenir les performances au fil du temps. Pour atteindre cet objectif, le travail s'est appuyé sur une centrale PV dont l'instrumentation a été complétée afin d'en réaliser un suivi en vraie grandeur. Grâce à ce démonstrateur implanté au CERD, nous avons pu bénéficier d'un grand nombre de données s'étalant sur une période de cinq années. Les études ont donc pu porter sur l'analyse des performances de la centrale solaire, l'évaluation des taux de dégradation au cours du temps ainsi que le développement d'un modèle prédictif intégrant les conditions environnementales du site de l'installation de cette centrale solaire.

Le chapitre 2 a présenté un aperçu global des différents éléments constituant (des panneaux solaires jusqu'à la connexion au réseau) l'installation solaire photovoltaïque de 302,4 kWc connecté au réseau. Une première analyse des données électriques et environnementales collectées a été présentée. A l'aide d'une technique de fouille de données issues du monitoring de la centrale solaire, les valeurs considérées comme aberrantes (niveaux de flux solaires, températures physiquement impossibles, valeurs temporairement non mesurées en raison d'une défaillance temporaire du système d'acquisition ou du réseau électrique, etc.) ont été identifiées et supprimées afin d'obtenir des données fiables et reflétant les conditions réelles d'exploitation de l'installation solaire PV. Le comportement du délestage du réseau sur la centrale a été caractérisé et l'analyse de son évolution au cours des cinq années a montré qu'il a diminué en passant de 8,4 jours en 2012 à 3,1 jours en 2016. Ceci est lié à l'interconnexion du réseau électrique djibouto-éthiopien. Les données environnementales du site ont été également analysées en termes des quantités d'irradiations reçues, de la température ambiante, de la température des modules et de la vitesse et la direction du vent.

Le but principal du chapitre 3 était d'examiner les performances de cette première centrale photovoltaïque connectée au réseau au cours des quatre premières années d'exploitation. La norme CEI 61724 a été appliquée, et une technique d'analyse spécifique pour évaluer l'effet des facteurs climatiques. Le rendement moyen mensuel des rangées PV et le rendement final étaient de 5,1 h/j et 4,7 h/j respectivement. Le rapport de performance (PR) moyen pour les rangées et le système PV était respectivement de 90% et de 84%. Le rendement moyen mensuel des rangées PV et du système étaient respectivement de 12,68% et de 11,75%. La variation saisonnière du rendement des rangées PV s'est révélée suivre une forme « d'entonnoir » avec un minimum centré sur le mois de juillet. En comparant les résultats des paramètres de performances de cette installation aux résultats rapportés par d'autres installations fonctionnant dans diverses conditions difficiles, un climat désert maritime peut s'avérer moins préjudiciable. L'impact de la température ambiante et des pertes induites par la salissure a été évalué, révélant une réduction du rapport de performance de 0,7 % pour chaque élévation de 1°C dans la température ambiante quotidienne. La correction liée à la poussière a été estimée en calculant le PR (Performance Ratio) attendu en fonction de la température du module et du rayonnement incident mesuré. La variation des pertes causées par l'empoussièrement des modules PV a été estimée à 0,03% après une forte précipitation et à 14,23% pendant les périodes poussiéreuses sèches. Enfin, pour maintenir les pertes de performances des modules à moins de 5%, un programme de nettoyage est recommandé toutes les deux semaines. Les résultats obtenus dans ce travail serviront de base de comparaison pour les centrales photovoltaïques installées dans les mêmes conditions climatiques (région côtière de la corne de l'Afrique) ou dans le reste du monde.

Dans le chapitre 4, il a été question d'évaluer la dégradation des performances de la centrale solaire durant les cinq années de fonctionnement sous les conditions climatiques de Djibouti. Durant cette période, des observations sur les rangées des modules PV ont montré des dégradations tels que : un léger brunissement de certains modules, un dégagement de l'EVA entre le cadre et le verre et le craquement d'un module. Il a été décelé après inspection par caméra infrarouge que la cause du craquement était due à deux cellules qui sont en hot spot avec des températures supérieures à 60°C. Par la suite, notre analyse a porté sur l'élaboration d'une méthodologie de sélection de données afin d'analyser les performances de la centrale solaire avec les méthodologies PVUSA et PR. Les résultats obtenus par l'utilisation de PVUSA dans les conditions PTC (PVUSA Test Condition) ont été plus importants que ce qui est attendu. Pour ce faire, des nouvelles conditions de références proches des conditions du

site ont été élaborées et sont nommées "Djibouti Test Conditions" (DTC). Ces nouvelles conditions de références ont permis d'obtenir des puissances de sorties qui reflètent la réalité du site. Pour le modèle de puissance PVUSA, il a été démontré que les taux de dégradations sont influencés par le choix des conditions de références et que plus on s'éloigne des conditions du site plus les incertitudes et les écarts types sont élevés. La méthode de régression linéaire a été utilisée pour l'évaluation des taux de dégradation. Les taux de dégradations sont respectivement de $-0,073 \pm 0,38$ %/an pour PR_{ac} , de $0,11 \pm 0,67$ %/an pour $PVUSA_{ac}$ et de $-0,73 \pm 0,29$ %/an pour $PDTC_{ac}$. Avec la méthode PVUSA dans les conditions PTC, on n'observe aucune dégradation. Enfin, une correction par rapport à la poussière basée sur la méthode développée dans le chapitre 3 a été appliquée sur les puissances mesurées. Par la suite, les puissances PVUSA dans les conditions PTC et DTC ont été réévaluées avant et après correction. La correction empirique pour la salissure des modules a également éliminé la dégradation des performances, surtout pour $PDTC$. Les incertitudes et les écarts types associés aux taux de dégradations sont également réduits après la correction à l'empoussièrement.

Dans le chapitre 5, un modèle prédictif d'une centrale solaire en milieu rigoureux a été développé. Pour ce faire, à partir d'un modèle existant le type 194b de TRNSYS, nous avons développé le type 194D. Les erreurs sur les paramétrages des fiches techniques ont été estimées et les corrections des effets spectraux ont été négligées. Un modèle de température de module global et deux modèles de températures pour chacune des saisons ont été développés. La constante de Ross plus élevée pour la saison fraîche montre une résistance thermique plus importante pendant cette saison. Les modules PV auront, par conséquent, plus de difficulté à dissiper la chaleur. Une confrontation avec le modèle de température de module du type 194b a montré qu'on est plus proche de la réalité avec les modèles empiriques développés dans ce travail. En sus, un modèle dédié à l'empoussièrement basé sur les caractéristiques du site (modèle phénoménologique) a été développé. En outre, les différents modèles ont été intégrés dans TRNSYS afin d'asseoir notre modèle prédictif. Finalement, une analyse paramétrique a été menée pour différentes configurations de nettoyage et d'empoussièrement. Il en ressort qu'il y a une hausse de performance par rapport à la configuration actuelle soit en augmentant le taux de nettoyage de $N=1$ à $N=3$ avec la même fréquence de $F=10j/mois$ ou en augmentant la fréquence de nettoyage de $F=10j/mois$ à $F=7j/14j$ avec le même taux de nettoyage de $N=1$. En outre, la qualité de nettoyage avec $N=3$ dépasse après le deuxième jour celle de $N=1$ en termes de probabilité qu'une rangée soit

nettoyée. De plus, les fréquences et le taux de nettoyage peuvent être revus suivant la pluviométrie du site. Finalement, le gain en énergie lié à l'augmentation du taux de nettoyage a été estimé à 82 MWh/MWc, ce qui correspond à un gain de 4 592 000 FDj/MWc (ou 1 388 620.8 FDj/an) pour la centrale du CERD.

Les résultats de cette recherche montrent que cette centrale photovoltaïque de 302,4 kWc fonctionne efficacement dans des conditions environnementales difficiles de Djibouti et maintient sa performance relativement bien dans le temps. Cela pourrait constituer une incitation pour les investisseurs pour le développement futur d'une installation solaire photovoltaïque connectée au réseau. En outre, les résultats de la thèse mettent en avant l'impact du nettoyage et la nécessité de le prendre en compte lors de la conception de l'installation afin d'en réaliser un dimensionnement plus précis. Enfin, les données fournies dans ce travail seront une base de comparaison pour d'autres centrales photovoltaïques installées dans des conditions climatiques similaires, et en particulier la région côtière de la corne de l'Afrique.

6.2- Perspectives

Cette thèse établit une nouvelle direction pour la recherche relative sur les centrales solaires à Djibouti. Sur la base de la recherche présentée dans cette thèse, certaines des études qui peuvent être réalisées à l'avenir sont présentées ci-dessous.

D'un point de vue de la modélisation, le travail réalisé ne représente qu'une première étape sur la mise au point d'outils adaptés à ces conditions de fonctionnement non étudiées jusqu'à ce jour. Sur les bases de ce modèle, il est nécessaire de pouvoir intégrer à l'échelle de chaque composant PV, une prise en compte des modes de dégradation ainsi que d'aller plus loin sur la prise en compte de la poussière à partir d'un modèle physique incluant les effets thermiques. Ce point peut représenter un intérêt, à l'échelle internationale, pour la prise en compte de ces effets en milieu urbain au sein duquel un dépôt de poussière aura comme origine non pas le sable mais la pollution. A l'échelle des rangées, il est indispensable d'améliorer aussi la finesse de la prédiction en prenant en considération l'effet de « mismatch » engendré par un fonctionnement différentiel d'un module par rapport à un autre (échauffement, masque, différents niveaux d'empoussièrement, etc.). Enfin à l'échelle de la centrale elle-même, il est nécessaire de compléter les travaux engagés à travers une meilleure description du délestage du réseau électrique.

Les modèles numériques des installations solaires sont alimentés par des données météorologiques, soit issues directement des mesures in-situ, soit au travers des modèles physiques des phénomènes environnementaux. Nous avons apporté quelques précisions quant aux conditions de fonctionnement de la centrale du CERD mais la compréhension du climat de Djibouti reste à être mieux cernée. Ceci concerne plus particulièrement l'évolution saisonnière et journalière du rayonnement solaire. Il manque encore des données pour caractériser le double effet de la poussière suspendue dans l'atmosphère et l'accumulation de poussière sur les surfaces des panneaux solaires. On peut envisager des études expérimentales et numériques pour évaluer les caractéristiques de l'empoussièrément à la surface des modules PV et tenir compte de la modification spectrale de l'irradiation due à la poussière suspendue dans la prédiction énergétique. En outre, une analyse de l'évolution du spectre solaire est nécessaire ainsi que son influence sur les réponses électriques des modules. Au-delà d'une méthode de nettoyage "traditionnelle" manuelle, d'autres méthodes de nettoyages plus performantes font l'objet d'innovations en cours de mise au point : la méthode nano-film à auto-nettoyage avec film super-hydrophobe ou film super-hydrophile et la méthode de nettoyage électrostatique développé par CleanFIZZ devront être testées et évaluées sous les conditions climatiques de Djibouti.

Ces perspectives de développements numériques doivent bien entendu s'appuyer sur des expérimentations qui seront développées au CERD. Concernant les modes de défaillances des modules ou du système dans son ensemble par exemple, il sera développé un banc de test de différents modules et de différentes technologies visant à identifier d'une part les défaillances et d'autre part la dynamique conduisant à une diminution des performances dans le temps. Nous pouvons aussi renforcer ce point à partir de l'utilisation de panneaux âgés de plus de 20 ans.

Un dispositif d'analyse des courbes I-V permettra d'étayer le dispositif expérimental et alimenter les développements numériques. L'intérêt de ces futurs travaux permettra de pouvoir guider sur les morphologies de modules les plus aptes à résister aux conditions opérantes de Djibouti voire, le cas échéant, de guider les fabricants sur les choix technologiques à développer pour de telles zones climatiques.

La contribution apportée au cours de ce travail de thèse, en termes d'analyse de performance et de taux de dégradation annuel permettra d'effectuer une évaluation financière de la production énergétique pendant la durée de vie des futures centrales solaires. Cela sera

nécessaire pour la reproductibilité du même type de projet de centrale solaire ou des centrales solaires de plus grandes envergures à l'échelle du mégawatt.

Annexe

A.1 Spécification technique de l'onduleur

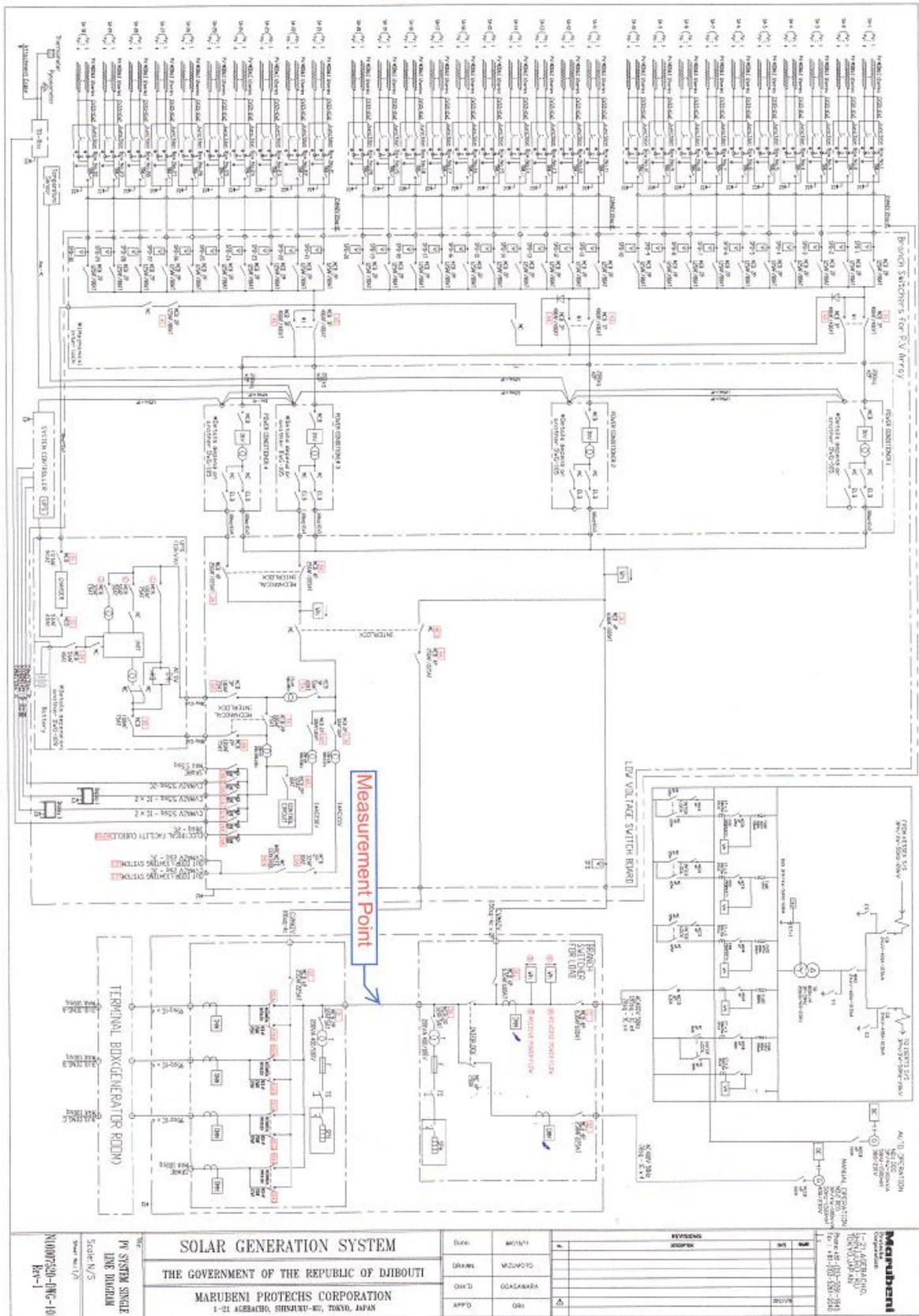
Spécification de l'onduleur

- **Tension nominale AC** : Système triphasé à 400V (tension ligne à ligne)
- **Tension nominale AC en mode autonome**: 380 V (tension ligne-ligne, avec charge)
- **Fréquence nominale AC** : 50 Hz \pm 3%
- **Puissance nominale AC** : plus de 100 kW par onduleur
- **Plage de tension DC**: 0V ~ 500V ou plus
- **Plage de tension de commande DC** : 320V (ou inférieure) à 400V (ou supérieur)
- **Rendement de conversion** : 93% ou plus (opération nominale)
- **Courant harmonique** : facteur de distorsion total de 5% ou moins, à chaque ordre de 3% ou moins (opération nominale)

Mode de fonctionnement

1. Fonctionnement normal (suivi du point maximal de puissance pour la connexion au réseau)
 2. Fonctionnement au délestage (contrôle de tension AC constant pour le mode autonome)
-

A.2 Schéma électrique de la centrale solaire photovoltaïque



A.3 Tableau de répartition des tâches

Eléments	Tâches de chaque organisation			
	MEERN	CERD	EDD	Autres
1. Nettoyage	Réception du rapport	-Mise en œuvre -Enregistrement	—	—
2. Equipements	—	Manipulation	—	—
3. Clés	1 série	2 séries	—	—
4. Inspections	Réception du rapport	-Mise en œuvre -Enregistrement	—	—
5. Pièces de rechange		-Stockage -Inventaire -remplacement	—	
6. Si la disposition de budget est requise	-discuter avec MENSUR (achat)	—	—	(Ministère de l'Enseignement Supérieur) - discuter avec MEERN (achat)
7. Formation	—	-Planification -Mise en œuvre	—	—
8. Utilisation publique	—	Réception de visite	—	—

Flux en cas d'apparition d'un problème non résoluble avec les manuels :

Etudier au sein du CERD

Contacter le MEERN pour demander un conseil auprès de l'EDD

Se renseigner à l'agence concernée

A.4 Plan de l'entretien annuel (exemple : Février, Mars 2012)

FEVRIER				MARS			
Jour	Date	Planning	Résultats	Jour	Date	Planning	Résultats
M	1			J	1		
J	2			V	2		
V	3			S	3	C.C	
S	4			D	4		
D	5			L	5		
L	6			M	6		
M	7			M	7		
M	8			J	8		
J	9			V	9		
V	10			S	10	C.C	
S	11			D	11		
D	12			L	12		
L	13			M	13		
M	14			M	14		
M	15			J	15	Nettoyage	
J	16			V	16		
V	17			S	17	C.C	
S	18			D	18		
D	19			L	19		
L	20			M	20		
M	21			M	21		
M	22			J	22		
J	23			V	23		
V	24			S	24	C.C	
S	25	C.C		D	25		
D	26			L	26		
L	27			M	27		
M	28			M	28		
M	29			J	29	C.P	
				V	30		
				S	31	C.C	

C.C : Contrôle courant

C.P : Contrôle périodique

A.5 Fiche du contrôle courant

Sections	Points de contrôle	Résultats (présence ou absence d'anomalie)	Composante N°	Type d'anomalie
Rangées de cellules PV	a) Tâches et détérioration sur les surfaces en verre ou d'autres matériaux			
	b) Corrosion et rouille sur le châssis			
	c) Détérioration sur le câblage extérieur (câblage de connexion)			
Boîte de jonction et TD Box	a) Corrosion et détérioration sur l'armoire			
	b) Détérioration sur le câblage extérieur (câblage de connexion)			
	c) Etat du pyranomètre *			
Armoires dans la salle de contrôle	a) Corrosion et détérioration sur l'armoire			
	b) Détérioration sur le câblage extérieur (câblage de connexion)			
	c) Vérification de l'aération (ouverture d'aération, filtres à air de la climatisation, etc.)			
	d) Bruit, odeur ou fumée anormaux, surchauffe anormale			
	e) Affichage anormal sur l'écran			
	f) Etat de production			
	g) vérification de la température préétablie			
Commutateur de charge	a) Corrosion et détérioration sur l'armoire			
	b) Détérioration sur le câblage extérieur (câblage de connexion)			
	c) Bruit, odeur ou fumée anormaux, surchauffe anormale			
	d) Affichage anormal sur l'écran			
Panneaux d'affichages	a) Tâches et détérioration sur les surfaces en verre ou d'autres matériaux			
	b) Corrosion et rouille sur le châssis			
	c) Détérioration sur le câblage extérieur (câblage de connexion)			

* : A essayer avec un chiffon propre

A.6 Fiche du contrôle périodique

Sections	Points de contrôle		Procédé du contrôle
Rangées de cellules PV	Contrôle visuel, tactile, etc.	Connexion sur la ligne de terre et jeu au niveau des bornes de terre	
Boite de jonction et TD Box	Contrôle visuel, tactile, etc.	b) Détérioration sur le câblage extérieur et jeu au niveau des bornes de connexion	
		c) Détérioration sur la ligne de terre et jeu au niveau des bornes de connexion	
	Mesure et essai	a) Résistance d'isolement b) Tension d'ouverture	
Armoires de salle de contrôle	Contrôle visuel, tactile, etc.	b) Détérioration sur le câblage extérieur et jeu au niveau des bornes de connexion	
		c) Détérioration sur la ligne de terre et jeu au niveau des bornes de connexion	
		d) Vérification de l'aération (ouvertures d'aération, filtres à air, etc.)	
		e) Absence du bruit anormal, de la vibration et de l'odeur anormale au fonctionnement	
		f) Affichage d'anomalies sur l'écran	
	Mesure et essai	a) Résistance d'isolement (entre les bornes d'entrée et de sortie de l'onduleur et la terre)	
		b) Vérification du fonctionnement de l'écran (affichage sur l'écran, puissance produites, etc.) c) Essai du fonctionnement de la minuterie d'arrêt de l'injection	
Commutateur de charge	Voir manuel d'entretien (partie 2)		
ASI	Voir manuel d'entretien (partie 1)		
Autres	Clôture extérieur		
	LED		

A.7 Fiche d'anomalie et de réparation

1. Date de détection	
2. Intervenants	
3. Equipements	
4. Nature de l'anomalie	
5. Causes	
6. Date de réparation	
7. Intervenants	
8. Mesures prises pour la réparation	

Commentaire:

A.8 Manuel pour la résolution des problèmes

Page	Date	Composante	Symptôme	Mesures	Date de résolution
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					

A.9 Fiche de nettoyage

N°	Date	Superviseur	Constats	Matériels	Equipements
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					



Serpillère



Eau



Casques



Chaussure

Note:

- **Ne pas utiliser l'eau saumâtre**
- **Utiliser le masque**

A.11 Spécifications technique NRG system symphonie plus

Général	
Modèle	SymphoniePLUS@3
Description	Fiable et économique; adapté à l'évaluation des ressources éoliennes
Applications	Évaluation, suivi et prévision du vent et de l'énergie solaire
Capacité de mesure	
Nombre totale de canal	15 canaux
Canaux compteurs	<ul style="list-style-type: none"> • 9 canaux: 6 intégrés, 3 flex • Large gamme d'anémomètres standards de l'industrie; SCM requis après six capteurs • Sortie de l'accumulateur (par exemple, jauge de pluie à godets); SCM requis
Canaux analogiques	<ul style="list-style-type: none"> • 7 canaux: 4 intégrés, 3 flex • Large gamme de capteurs analogiques standards • Correction de la compensation de la bande morte pour la girouette, NRG 200P au ch. 7-8
Résolution de mesure analogique	10-bit A/D conversion
Collecte de données	
Taux d'échantillonnage	1 Hz
Intervalle de mesure	fixé à 10-minute;
Stockage de données	SD Card (128 MB)
Statistiques enregistrées par canal	<ul style="list-style-type: none"> • Moyenne • Ecart-type • Minimum/Maximum Échantillon de 1 sec • Somme pour les entrées du totalisateur
Synchronisation temporelle	SNTP Internet Time Server
Sécurité des données	<ul style="list-style-type: none"> • Clé d'accès au verrouillage du clavier • Code PIN de cryptage des données
Communications	
Compatibilité iPackGPS	<ul style="list-style-type: none"> • Cellulaire (GSM/GPRS, 3G GSM, and CDMA)

A.12 Spécifications du multiplexeur 34901A

Description du modèle	34901A Multiplexeur 20 voies + 2 voies de courant
Type	Relais 2 fils (4 fils sélectionnable)
Vitesse (voies/s)	60
Tension maxi	300 V
Courant maxi	1 A
Bande passante	10 MHz
Décalage thermique	< 3 μ V
Commentaires	Référence de jonction froide intégrée 2 voies courant supplémentaires (22 au total)

A.13 Paramètres du type 194D

1	Mode	2
2	Module short-circuit current at reference conditions	8.58 A
3	Module open-circuit voltage at reference conditions	33.2 V
4	Reference temperature	298 K
5	Reference insolation	1000 W/m ²
6	Module voltage at max power point and reference conditions	26.6 V
7	Module current at max power point and reference conditions	7.9 A
8	Temperature coefficient of Isc at (ref. cond)	0.00501
9	Temperature coefficient of Voc (ref. cond.)	-0.12
10	Number of cells wired in series	54
11	Number of modules in series	12
12	Number of modules in parallel	120
13	Module temperature at NOCT	322 K
14	Ambient temperature at NOCT	322 K
15	Insolation at NOCT	800 W/m ²
16	Module area	1.35 m ²
17	tau-alpha product for normal incidence	0.95
18	Semiconductor bandgap	1.12
19	Value of parameter a at reference conditions	1.486
20	Value of parameter I _L at reference conditions	8.6 A
21	Value of parameter I ₀ at reference conditions	0.00000000166 A
22	Module series resistance	0.2952
23	Shunt resistance at reference conditions	127
24	Extinction coefficient-thickness product of cover	0.008
25	P _{max_inv}	3000000 W
26	V _{max_inv}	500 V
27	V _{min_inv}	0 V
28	tare	0
29	LU _{inv}	194

A.14 Différentes configurations de nettoyages et d'empoussièrement

Etude	K	N	F	P
1	0,004	1	10j/mois	0.01
2	0,006	1	10j/mois	0.01
3	0,008	1	10j/mois	0.01
4	0,004	3	10j/mois	0.01
5	0,006	3	10j/mois	0.01
6	0,008	3	10j/mois	0.01
7	0,004	6	10j/mois	0.01
8	0,006	6	10j/mois	0.01
9	0,008	6	10j/mois	0.01
10	0,004	9	10j/mois	0.01
11	0,006	9	10j/mois	0.01
12	0,008	9	10j/mois	0.01
13	0,004	1	7j/14j	0.01
14	0,006	1	7j/14j	0.01
15	0,008	1	7j/14j	0.01
16	0,004	3	7j/14j	0.01
17	0,006	3	7j/14j	0.01
18	0,008	3	7j/14j	0.01
19	0,004	6	7j/14j	0.01
20	0,006	6	7j/14j	0.01
21	0,008	6	7j/14j	0.01
22	0,004	9	7j/14j	0.01
23	0,006	9	7j/14j	0.01
24	0,008	9	7j/14j	0.01
25	0,004	1	7j/7j	0.01
26	0,006	1	7j/7j	0.01
27	0,008	1	7j/7j	0.01
28	0,004	3	7j/7j	0.01
29	0,006	3	7j/7j	0.01
30	0,008	3	7j/7j	0.01
31	0,004	6	7j/7j	0.01
32	0,006	6	7j/7j	0.01
33	0,008	6	7j/7j	0.01
34	0,004	9	7j/7j	0.01
35	0,006	9	7j/7j	0.01
36	0,008	9	7j/7j	0.01
37	0,004	1	10j/2mois	0.01
38	0,006	1	10j/2mois	0.01
39	0,008	1	10j/2mois	0.01
40	0,004	3	10j/2mois	0.01

41	0,006	3	10j/2mois	0.01
42	0,008	3	10j/2mois	0.01
43	0,004	6	10j/2mois	0.01
44	0,006	6	10j/2mois	0.01
45	0,008	6	10j/2mois	0.01
46	0,004	9	10j/2mois	0.01
47	0,006	9	10j/2mois	0.01
48	0,008	9	10j/2mois	0.01
49	0,004	1	10j/mois	0.05
50	0,006	1	10j/mois	0.05
51	0,008	1	10j/mois	0.05
52	0,004	3	10j/mois	0.05
53	0,006	3	10j/mois	0.05
54	0,008	3	10j/mois	0.05
55	0,004	6	10j/mois	0.05
56	0,006	6	10j/mois	0.05
57	0,008	6	10j/mois	0.05
58	0,004	9	10j/mois	0.05
59	0,006	9	10j/mois	0.05
60	0,008	9	10j/mois	0.05
61	0,004	1	7j/14j	0.05
62	0,006	1	7j/14j	0.05
63	0,008	1	7j/14j	0.05
64	0,004	3	7j/14j	0.05
65	0,006	3	7j/14j	0.05
66	0,008	3	7j/14j	0.05
67	0,004	6	7j/14j	0.05
68	0,006	6	7j/14j	0.05
69	0,008	6	7j/14j	0.05
70	0,004	9	7j/14j	0.05
71	0,006	9	7j/14j	0.05
72	0,008	9	7j/14j	0.05
73	0,004	1	7j/7j	0.05
74	0,006	1	7j/7j	0.05
75	0,008	1	7j/7j	0.05
76	0,004	3	7j/7j	0.05
77	0,006	3	7j/7j	0.05
78	0,008	3	7j/7j	0.05
79	0,004	6	7j/7j	0.05
80	0,006	6	7j/7j	0.05
81	0,008	6	7j/7j	0.05
82	0,004	9	7j/7j	0.05
83	0,006	9	7j/7j	0.05

84	0,008	9	7j/7j	0.05
85	0,004	1	10j/2mois	0.05
86	0,006	1	10j/2mois	0.05
87	0,008	1	10j/2mois	0.05
88	0,004	3	10j/2mois	0.05
89	0,006	3	10j/2mois	0.05
90	0,008	3	10j/2mois	0.05
91	0,004	6	10j/2mois	0.05
92	0,006	6	10j/2mois	0.05
93	0,008	6	10j/2mois	0.05
94	0,004	9	10j/2mois	0.05
95	0,006	9	10j/2mois	0.05
96	0,008	9	10j/2mois	0.05

Communications et publications

Actes de conférences

Daha H. Daher, L. Gaillard, M. Amara, B. Lips, C. Ménézo, "Évaluation expérimentale des performances d'une centrale solaire de 300 kWc à Djibouti", Journées Nationales sur l'Énergie Solaire (JNES 2014), 8-10 juillet 2014, Perpignan, France. (Acte + poster)

Daha H. Daher, L. Gaillard, M. Amara, C. Ménézo, "Impact des conditions environnementales sur les performances d'une centrale solaire PV en milieux rigoureux", Journées Nationales sur l'Énergie Solaire (JNES 2015), 1-3 juillet 2015, Perpignan, France. (Abstract + poster)

Daha H. Daher, L. Gaillard, M. Amara, C. Ménézo, "Impact of environmental conditions on the performance of a 300 kWp solar PV plant in Djibouti", European PV Solar Energy Conference (EU PVSEC 2015), 14 -18 September 2015, Hamburg, Germany. (Acte + poster)

Daha H. Daher, L. Gaillard, C. Ménézo, M. Amara, "Experimental assessment of performance degradation for a PV power plant operating in a desert maritime climate", European PV Solar Energy Conference (EU PVSEC 2017), 25-29 September 2017, Amsterdam, Hollande. (Abstract + présentation orale)

Daha H. Daher, L. Gaillard, C. Ménézo, M. Amara, "Analysis of the performance evolution of a solar PV plant under harsh climatic conditions", 18^{ième} Journées Internationales de Thermique (JITH 2017), Monastir, Tunisie, 25-27 octobre 2017 (Acte + poster)

Publications dans un journal

Daha H. Daher, L. Gaillard, M. Amara, B. Lips, C. Ménézo, Évaluation expérimentale des performances d'une centrale solaire de 300 kWc à Djibouti, Sciences et Environnement-n°27, P19 -30, ISSN 2409-3726, 2014.

Références bibliographiques

- [1] Data for 2010-2014 from International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2016* (Paris: 2016), <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2016/>.
- [2] Renewables 2017 global status report, http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf
- [3] IEA-PVPS, Trends 2016 in photovoltaic applications. Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2015. Report IEA - PVPS T1 – 30: 2016.
- [4] http://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency_chart.jpg (08/2017), “This plot is courtesy of the National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.”
- [5] Data collection survey on geothermal development in Djibouti, October 2014, Draft Final Report, Japan International Cooperation Agency, (basé sur une source de l’Electricité de Djibouti).
- [6] Renewables Readiness Assessment: Djibouti, IRENA, may 2015
- [7] Least Cost Electricity Master Plan, Djibouti, Parsons Brinckerhoff, November 2015
- [8] Vision Djibouti 2035, République de Djibouti chapIII-3-P7. 2014.
- [9] Contribution prévue déterminée au niveau national de la République de Djibouti, Ministère de l’Habitat, de l’Urbanisme et de l’Environnement. Août 2015.
- [10] Plan énergétique national, Institut Supérieur d’Etudes et de Recherche Scientifiques et Techniques de Djibouti, United Nations Development Programme (DJI/86/012 ; DJI/86/U71), P138. July 1987.
- [11] Dunham, D. "Building for the maritime desert: Climate, construction, and energy in Djibouti" Arlington, Virginie: VITA, 1983.
- [12] Norme internationale CEI 60529, degrés de protection procurés par les enveloppes (Code IP) <http://www.parstasis.com/wp-content/uploads/2015/04/IEC-60529-IP-Code.pdf>
- [13] T. Esmar, P.L. Chapman, “Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques,” IEEE Transaction on Energy Conversion, vol.22, no.2, pp.439-449, June 2007.
- [14] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, A.V. Timbus, “Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems,” IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol.53, no.5, pp.1398-1409, Oct. 2006.

- [15] J. Kwon, K. Nam, B. Kwon, "Photovoltaic Power Conditioning System With Line Connection," *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, Vol. 53, No. 4, August 2006.
- [16] B. Blazic, I. Papic, "Advanced control of a converter used for connection of photovoltaic modules," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- [17] "IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems," *IEEE Std 929-2000*.
- [18] "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," *IEEE Std 1547-2003*, vol., no., pp. 0_1-16, 2003.
- [19] M.I. Marei, E.F. El-Saadany, M.M.A. Salama, "A novel control algorithm for the DG interface to mitigate power quality problems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.19, no.3, pp. 1384-1392, July 2004.
- [20] T.F. Wu, C.H. Chang, Y.K. Chen, "A multi-function photovoltaic power supply system with grid-connection and power factor correction features," *IEEE 31st Annual Power Electronics Specialists Conference*, 2000. PESC 2000, vol.3, no., pp.1185-1190 vol.3, 2000
- [21] Wu Libo; Zhao Zhengming; Liu Jianzheng, "A Single-Stage Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic System With Modified MPPT Method and Reactive Power Compensation," *IEEE Transactions On Energy Conversion*, , Vol.22, No.4, 2007.
- [22] Kjaer, S. B., Pedersen, J. K., & Blaabjerg, F. (2005). A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. *IEEE transactions on industry applications*, 41(5), 1292-1306.
- [23] Pregelj, A., Begovic, M., & Rohatgi, A. (2002, May). Impact of inverter configuration on PV system reliability and energy production. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE* (pp. 1388-1391). IEEE.
- [24] Calais, M., Myrzik, J., Spooner, T., & Agelidis, V. G. (2002). Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-an overview. In *Power Electronics Specialists Conference, 2002. pesc 02. 2002 IEEE 33rd Annual* (Vol. 4, pp. 1995-2000). IEEE.
- [25] S. Vighetti, "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion". thèse de doctorat, G2ELAB, Université de Grenoble, institut Polytechnique de Grenoble.

- [26] DIN EN 13306. Deutsches Institut für Normung: Instandhaltung – Begriffe der Instandhaltung; 2015.
- [27] Birolini A. Reliability engineering. Theory and practice. 4th ed. Berlin, Heidelberg: Springer; 2010.
- [28] Kerres, B., Fischer, K., & Madlener, R. (2015). Economic evaluation of maintenance strategies for wind turbines: a stochastic analysis. *IET Renewable Power Generation*, 9(7), 766-774.
- [29] Froger, A., Gendreau, M., Mendoza, J. E., Pinson, É., & Rousseau, L. M. (2016). Maintenance scheduling in the electricity industry: A literature review. *European Journal of Operational Research*, 251(3), 695-706.
- [30] Daha Hassan Daher, " Centrale solaire photovoltaïque de 300 kWc connecté au réseau électrique". Rapport, avril 2013. Centre d'Etude et de Recherche de Djibouti
- [31] Japan International Cooperation Agency (JICA), Training Manual for Grid-connected PV System, chapitre 4, P.15, (2012).
- [32] Maghami, M. R., Hizam, H., Gomes, C., Radzi, M. A., Rezadad, M. I., & Hajjhorbani, S. (2016). Power loss due to soiling on solar panel: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 1307-1316.
- [33] Kimber, A., Mitchell, L., Nogradi, S., & Wenger, H. (2006, May). The effect of soiling on large grid-connected photovoltaic systems in California and the southwest region of the United States. In *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on* (Vol. 2, pp. 2391-2395). IEEE.
- [34] D.G. f.r. Sonnenenergie, Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers: Earthscan; 2008.
- [35] Mondol, J. D., Yohanis, Y., Smyth, M., & Norton, B. (2006). Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland. *Energy Conversion and Management*, 47(18), 2925-2947.
- [36] Ayompe, L. M., Duffy, A., McCormack, S. J., & 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.
- [37] Decker, B., & Jahn, U. (1997). Performance of 170 grid connected PV plants in northern Germany—analysis of yields and optimization potentials. *Solar Energy*, 59(4), 127-133.
- [38] Pietruszko, S. M., & Gradzki, M. (2003). Performance of a grid connected small PV system in Poland. *Applied energy*, 74(1), 177-184.

- [39] Kymakis, E., Kalykakis, S., & Papazoglou, T. M. (2009). Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Conversion and Management*, 50(3), 433-438.
- [40] Makrides, G., Zinsser, B., Norton, M., Georghiou, G. E., Schubert, M., & Werner, J. H. (2010). Potential of photovoltaic systems in countries with high solar irradiation. *Renewable and Sustainable energy reviews*, 14(2), 754-762.
- [41] Wittkopf, S., Valliappan, S., Liu, L., Ang, K. S., & Cheng, S. C. J. (2012). Analytical performance monitoring of a 142.5 kWp grid-connected rooftop BIPV system in Singapore. *Renewable Energy*, 47, 9-20.
- [42] Sharma, V., Kumar, A., Sastry, O. S., & Chandel, S. S. (2013). Performance assessment of different solar photovoltaic technologies under similar outdoor conditions. *Energy*, 58, 511-518.
- [43] Tripathi, B., Yadav, P., Rathod, S., & Kumar, M. (2014). Performance analysis and comparison of two silicon material based photovoltaic technologies under actual climatic conditions in Western India. *Energy Conversion and Management*, 80, 97-102.
- [44] Padmavathi, K., & Daniel, S. A. (2013). Performance analysis of a 3MW p grid connected solar photovoltaic power plant in India. *Energy for Sustainable Development*, 17(6), 615-625.
- [45] Kazem, H. A., Khatib, T., Sopian, K., & Elmenreich, W. (2014). Performance and feasibility assessment of a 1.4 kW roof top grid-connected photovoltaic power system under desertic weather conditions. *Energy and Buildings*, 82, 123-129.
- [46] Al-Sabounchi, A. M., Yalyali, S. A., & Al-Thani, H. A. (2013). Design and performance evaluation of a photovoltaic grid-connected system in hot weather conditions. *Renewable energy*, 53, 71-78.
- [47] Al-Otaibi, A., Al-Qattan, A., Fairouz, F., & Al-Mulla, A. (2015). Performance evaluation of photovoltaic systems on Kuwaiti schools' rooftop. *Energy Conversion and Management*, 95, 110-119.
- [48] Catelani, M., Ciani, L., Cristaldi, L., Faifer, M., Lazzaroni, M., & Rossi, M. (2012, September). Characterization of photovoltaic panels: The effects of dust. In *Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International* (pp. 45-50). IEEE.
- [49] Mejia, F. A., & Kleissl, J. (2013). Soiling losses for solar photovoltaic systems in California. *Solar Energy*, 95, 357-363.

- [50] Townsend, T., & Hutchinson, P. (2000, June). Soiling analyses at PVUSA. In *PROCEEDINGS OF THE SOLAR CONFERENCE* (pp. 417-422). AMERICAN SOLAR ENERGY SOCIETY; AMERICAN INSTITUTE OF ARCHITECTS.
- [51] Caron, J. R., & Littmann, B. (2012, June). Direct monitoring of energy lost due to soiling on first solar modules in California. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Volume 2, 2012 IEEE 38th* (pp. 1-5). IEEE.
- [52] Fuentealba, E., Ferrada, P., Araya, F., Marzo, A., Parrado, C., & Portillo, C. (2015). Photovoltaic performance and LCoE comparison at the coastal zone of the Atacama Desert, Chile. *Energy Conversion and Management*, 95, 181-186.
- [53] Pavan, A. M., Mellit, A., & De Pieri, D. (2011). The effect of soiling on energy production for large-scale photovoltaic plants. *Solar energy*, 85(5), 1128-1136.
- [54] S. Canada, "Quality Assurance: Impacts of Soiling on UtilityScale PV System Performance," *SolarPro Magazine*, no. 6.3, pp. 14–20, May-2013.
- [55] International Standard IEC 61724, Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, Data exchange and analysis. 1998.
- [56] Whitaker, C. M., Townsend, T. U., Newmiller, J. D., King, D. L., Boyson, W. E., Kratochvil, J. A., ... & Osborn, D. E. (1997, January). Application and validation of a new PV performance characterization method. In *Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE*(pp. 1253-1256). IEEE.
- [57] Dows, R. N., & Gough, E. J. (1995). *PVUSA procurement, acceptance, and rating practices for photovoltaic power plants* (No. DOE/AL/82993--21). Pacific Gas and Electric Co., San Ramon, CA (United States). Dept. of Research and Development; Bechtel Corp., San Francisco, CA (United States).
- [58] Myers, D. (2009, May). Evaluation of the performance of the PVUSA rating methodology applied to DUAL junction PV technology. Presented at the American Solar Energy Society Annual Conference, Buffalo, NY.
- [59] Lee, J. B., Park, J. W., Yoon, J. H., Baek, N. C., & Shin, U. C. (2014). An empirical study of performance characteristics of BIPV (Building Integrated Photovoltaic) system for the realization of zero energy building. *Energy*, 66, 25-34.
- [60] Dierauf, T., Growitz, A., Kurtz, S., Cruz, J. L. B., Riley, E., & Hansen, C. (2013). Weather-corrected performance ratio. *Contract*, 303, 275-3000.
- [61] Nordmann, T., Clavadetscher, L., van Sark, W., & Green, M. (2015). Analysis of Long-Term Performance of PV Systems. Report IEA-PVPS T13-05:2014

- [62] Adinoyi, M. J., & Said, S. A. (2013). Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules. *Renewable energy*, 60, 633-636.
- [63] Guo, B., Javed, W., Figgis, B. W., & Mirza, T. (2015, March). Effect of dust and weather conditions on photovoltaic performance in Doha, Qatar. In *Smart Grid and Renewable Energy (SGRE), 2015 First Workshop on* (pp. 1-6). IEEE.
- [64] Ross RG. Technology developments toward 30-year-life of photovoltaic modules. In: 17th IEEE photovoltaic specialists conference; 1984. p.464-72.
- [65] Spertino, F., & Akilimali, J. (2009). Are Manufacturing-Mismatch and Reverse Currents Key Factors in Large Photovoltaic Arrays? *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 56 (11), 4520-4531.
- [66] Quintana, M. A., King, D. L., Hosking, F. M., Kratochvil, J. A., Johnson, R. W., Hansen, B. R., ... & Pandit, M. B. (2000). Diagnostic analysis of silicon photovoltaic modules after 20-year field exposure. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE* (pp. 1420-1423). IEEE.
- [67] Osterwald, C. R., Anderberg, A., Rummel, S., & Ottoson, L. (2002, May). Degradation analysis of weathered crystalline-silicon PV modules. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE* (pp. 1392-1395). IEEE.
- [68] Schaur G. Long term stability of PV-modules, damage cases and damage analyses. In: 16th European photovoltaic solar energy conference and exhibition; May 2000.
- [69] Köntges, M., Kurtz, S., Packard, C., Jahn, U., Berger, K. A., Kato, K., ... & Van Iseghem, M. (2014). Review of failures of photovoltaic modules. *IEA PVPS Task, 13*.
- [70] Quintana, M. A., King, D. L., McMahon, T. J., & Osterwald, C. R. (2002, May). Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE* (pp. 1436-1439). IEEE.
- [71] Jordan DC, Kurtz SR. Field experience: Degradation Rates, Lifetimes & Failures. PV Module Reliability Workshop: Lakewood, CO, USA, 2016.
- [72] Kaplani, E. (2012). Detection of degradation effects in field-aged c-Si solar cells through IR thermography and digital image processing. *International Journal of Photoenergy*, 2012.

- [73] Oreski, G., & Wallner, G. M. (2010, June). Damp heat induced physical aging of PV encapsulation materials. In *Thermal and Thermomechanical Phenomena in Electronic Systems (ITherm), 2010 12th IEEE Intersociety Conference on* (pp. 1-6). IEEE.
- [74] Skoczek, A., Sample, T., & Dunlop, E. D. (2009). The results of performance measurements of field-aged crystalline silicon photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and applications*, 17(4), 227-240.
- [75] Jeong, J. S., & Park, N. (2013, June). Field discoloration analysis and UV/temperature accelerated degradation test of EVA for PV. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2013 IEEE 39th* (pp. 3010-3013). IEEE.
- [76] Wohlgemuth, J. H., & Kurtz, S. (2011, April). Reliability testing beyond qualification as a key component in photovoltaic's progress toward grid parity. In *Reliability Physics Symposium (IRPS), 2011 IEEE International* (pp. 5E-3). IEEE.
- [77] Munoz, M. A., Alonso-Garcia, M. C., Vela, N., & Chenlo, F. (2011). Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. *Solar energy*, 85(9), 2264-2274.
- [78] Skoczek, A., Sample, T., Dunlop, E. D., & Ossenbrink, H. A. (2008). Electrical performance results from physical stress testing of commercial PV modules to the IEC 61215 test sequence. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 92(12), 1593-1604.
- [79] IEC: International Electrotechnical Commission, 1987. Standard IEC61215: Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules. Design Qualification and Type Approval IEC Central Office, Geneva, Switzerland.
- [80] Jansen, K. W., & Delahoy, A. E. (2003). A laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates. *Thin Solid Films*, 423(2), 153-160.
- [81] Kempe, M. D. (2005, January). Control of moisture ingress into photovoltaic modules. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE* (pp. 503-506). IEEE.
- [82] Ndiaye, A., Charki, A., Kobi, A., Kébé, C. M., Ndiaye, P. A., & Sambou, V. (2013). Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. *Solar Energy*, 96, 140-151.
- [83] Saly, V., Ruzinsky, M., Packa, J., & Redi, P. (2002). Examination of solar cells and encapsulations of small experimental photovoltaic modules. In *Polymers and Adhesives in Microelectronics and Photonics, 2002. POLYTRONIC 2002. 2nd International IEEE Conference on* (pp. 137-141). IEEE.

- [84] Dumas, L. N., & Shumka, A. (1982). Photovoltaic module reliability improvement through application testing and failure analysis. *IEEE Transactions on Reliability*, 31(3), 228-234.
- [85] Cristaldi, L., Faifer, M., Lazzaroni, M., Khalil, A. F. M. M., Catelani, M., & Ciani, L. (2014, June). Failure modes analysis and diagnostic architecture for photovoltaic plants. In *Proceedings of the 13 th IMEKO TC10 Workshop on Technical Diagnostics Advanced measurement tools in technical diagnostics for systems' reliability and safety* (pp. 206-211).
- [86] Thomas, M. G., Durand, S. J., & Rosenthal, A. L. (1994, September). A ten-year review of performance of photovoltaic systems. In *Proc. NREL Photovoltaic Performance and Reliability Workshop, NREL/CP-411-7414* (pp. 279-285).
- [87] King, D., Quintana, M. A., Kratochvil, J. A., Ellibee, D. E., & Hansen, B. R. PV Module performance and durability following long-term field exposure. *Sandia National Laboratories Albuquerque, NM, 87185-0752*.
- [88] Staebler, D. L., & Wronski, C. R. (1977). Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si. *Applied physics letters*, 31(4), 292-294.
- [89] Phinikarides, A., Kindyni, N., Makrides, G., & Georghiou, G. E. (2014). Review of photovoltaic degradation rate methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 143-152.
- [90] Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2014). The dark horse of evaluating long-term field performance—Data filtering. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4(1), 317-323.
- [91] Jordan, D. C., Silverman, T. J., Wohlgemuth, J. H., Kurtz, S. R., & VanSant, K. T. (2017). Photovoltaic failure and degradation modes. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 25(4), 318-326.
- [92] McNutt, P., Adelstein, J., & Sekulic, W. (2005, November). Performance evaluation of a 1.5-kW a-Si PV array using the PVUSA power rating method at NREL's outdoor test facility. In 2005 DOE Solar Energy Technologies Program Review Meeting.
- [93] Kimber, A., Dierauf, T., Mitchell, L., Whitaker, C., Townsend, T., NewMiller, J., ... & Myers, D. (2009, June). Improved test method to verify the power rating of a photovoltaic (PV) project. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE* (pp. 000316-000321). IEEE.
- [94] Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, T., ... & Rich, G. (2005, January). Performance parameters for grid-connected PV systems.

In *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE* (pp. 1601-1606). IEEE.

- [95] Jordan, D. C., Sekulic, B., Marion, B., & Kurtz, S. R. (2015). Performance and aging of a 20-year-old silicon PV system. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 5(3), 744-751.
- [96] Davis, K. O., Kurtz, S. R., Jordan, D. C., Wohlgemuth, J. H., & Sorloaica-Hickman, N. (2013). Multi-pronged analysis of degradation rates of photovoltaic modules and arrays deployed in Florida. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(4), 702-712.
- [97] Carrero, C., Amador, J., & Arnaltes, S. (2007). A single procedure for helping PV designers to select silicon PV modules and evaluate the loss resistances. *Renewable Energy*, 32(15), 2579-2589.
- [98] Dongue, S. B., Njomo, D., Tamba, J. G., & Ebengai, L. (2012). Modeling of electrical response of illuminated crystalline photovoltaic modules using four-and five-parameter models. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 2(11), 612-619.
- [99] Brano, V. L., Orioli, A., Ciulla, G., & Di Gangi, A. (2010). An improved five-parameter model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 94(8), 1358-1370.
- [100] Brano, V. L., Orioli, A., & Ciulla, G. (2012). On the experimental validation of an improved five-parameter model for silicon photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 105, 27-39.
- [101] Ishaque, K., & Salam, Z. (2011). An improved modeling method to determine the model parameters of photovoltaic (PV) modules using differential evolution (DE). *Solar Energy*, 85(9), 2349-2359.
- [102] Saloux, E., Teysseidou, A., & Sorin, M. (2011). Explicit model of photovoltaic panels to determine voltages and currents at the maximum power point. *Solar energy*, 85(5), 713-722.
- [103] Gow, J. A., & Manning, C. D. (1999). Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, 146(2), 193-200.
- [104] Ishaque, K., Salam, Z., & Taheri, H. (2011). Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(2), 586-594.

- [105] Mellit, A., Benghanem, M., & Kalogirou, S. A. (2007). Modeling and simulation of a stand-alone photovoltaic system using an adaptive artificial neural network: Proposition for a new sizing procedure. *Renewable energy*, 32(2), 285-313.
- [106] Karatepe, E., Boztepe, M., & Colak, M. (2006). Neural network based solar cell model. *Energy Conversion and Management*, 47(9), 1159-1178.
- [107] Tian, H., Mancilla-David, F., Ellis, K., Muljadi, E., & Jenkins, P. (2012). A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels. *Solar energy*, 86(9), 2695-2706.
- [108] De Soto, W., Klein, S. A., & Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar energy*, 80(1), 78-88.
- [109] Kratochvil, J. A., Boyson, W. E., & King, D. L. (2004). *Photovoltaic array performance model* (No. SAND2004-3535). Sandia National Laboratories.
- [110] Durisch, W., Tille, D., Würz, A., & Plapp, W. (2000). Characterisation of photovoltaic generators. *Applied Energy*, 65(1), 273-284.
- [111] Williams, S. R., Betts, T. R., Gottschalg, R., Infield, D. G., Van der Borg, N. J. C. M., Burgers, A. R., ... & de Montgareuil, A. G. (2005). Evaluating the state of the art of photovoltaic performance modelling in Europe. In *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference* (pp. 1937-1941).
- [112] Liu, B. Y., & Jordan, R. C. (1960). The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar energy*, 4(3), 1-19.
- [113] Davies, J. A., and J. E. Hay, 1980, *Calculation of the Solar Radiation Incident on an Inclined Surface* in Proc. First Canadian Solar Radiation Data Workshop (J. E. Hay and T. K. Won, eds.), pp. 32-58, April 17-19, 1978.
- [114] Reindl, D. T., Beckman, W. A., & Duffie, J. A. (1990). Diffuse fraction correlations. *Solar energy*, 45(1), 1-7.
- [115] Klise, G. T., & Stein, J. S. (2009). Models used to assess the performance of photovoltaic systems. *Sandia National Laboratories*.
- [116] Menicucci, D. F. (1985). PVFORM: A new approach to photovoltaic system performance modeling. In *Presented at the 18th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Las Vegas, Nev., 21 Oct. 1985*.
- [117] Hoover, E. R. (1980). *SOLCEL II: an improved photovoltaic system analysis computer program* (No. SAND-79-1406C; CONF-800106-2). Sandia Labs., Albuquerque, NM (USA).

- [118] Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., & Menicucci, D. (1987). A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar energy*, 39(3), 221-231.
- [119] Perez, R., Stewart, R., Seals, R., & Guertin, T. (1988). *The development and verification of the Perez diffuse radiation model* (No. SAND-88-7030). Sandia National Labs., Albuquerque, NM (USA); State Univ. of New York, Albany (USA). Atmospheric Sciences Research Center.
- [120] Fuentes, M. K. (1987). *A simplified thermal model for flat-plate photovoltaic arrays* (No. SAND-85-0330). Sandia National Labs., Albuquerque, NM (USA).
- [121] King, D. L., Dudley, J. K., & Boyson, W. E. (1996, May). PVSIM/sub C: a simulation program for photovoltaic cells, modules, and arrays. In *Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE* (pp. 1295-1297). IEEE.
- [122] King, D. L., Dudley, J. K., & Boyson, W. E. (1996). *PVSIM {copyright}: A simulation program for photovoltaic cells, modules, and arrays* (No. SAND--95-2673C; CONF-960513--15). Sandia National Labs., Albuquerque, NM (United States).
- [123] Mermoud, A. (1995). *Use and validation of PVSYST, a user-friendly software for PV-system design*.
- [124] Townsend, T. U., (1989), *A Method for Estimating the Long-Term Performance of Direct-Coupled Photovoltaic Systems*, M.S. thesis, University of Wisconsin-Madison, Madison, WI. Disponible sur: <http://sel.me.wisc.edu/theses/townsend89.zip>
- [125] Klein, S. A., Beckman, W. A., Mitchell, J. W., Duffie, J. A., Duffie, N. A., Freeman, T. L., ... & Urban, R. E. (2004). TRNSYS 16—A TRaNsient system simulation program, user manual. *Solar Energy Laboratory. Madison: University of Wisconsin-Madison*.
- [126] Eckstein, J. H., (1990), *Detailed Modeling of Photovoltaic System Components*, M.S. thesis, University of Wisconsin-Madison, Madison, WI. Disponible sur: <http://sel.me.wisc.edu/theses/eckstein90.zip>
- [127] Duffie, J. A. and W. A. Beckman, (1991), *Solar Engineering of Thermal Processes*, Second Edition, John Wiley & Sons, Inc., New York, NY.
- [128] DeSoto, W., (2004), *Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance*, M.S. thesis, University of Wisconsin-Madison, Madison, WI. Disponible sur: <http://sel.me.wisc.edu/theses/desoto04.zip>.

- [129] De Soto, W., Klein, S. A., & Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar energy*, 80(1), 78-88.
- [130] Ma, T., Yang, H., & Lu, L. (2014). Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays. *Solar Energy*, 100, 31-41.
- [131] Navabi, R., Abedi, S., Hosseinian, S. H., & Pal, R. (2015). On the fast convergence modeling and accurate calculation of PV output energy for operation and planning studies. *Energy Conversion and Management*, 89, 497-506.
- [132] Messenger, R.A., Ventre, J., 2004. Photovoltaic Systems Engineering, second ed. CRC Press LLC, Boca Raton,FL.
- [133] King, D. L., Kratochvil, J. A., & Boyson, W. E. (1997). *Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays*(No. SAND--98-3147C; CONF-980735--). Sandia National Labs., Albuquerque, NM (US).
- [134] Mondol, J. D., Yohanis, Y. G., Smyth, M., & Norton, B. (2005). Long-term validated simulation of a building integrated photovoltaic system. *Solar Energy*, 78(2), 163-176.
- [135] Skoplaki, E., Boudouvis, A. G., & 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.
- [136] Davis, M. W., Fanney, A. H., & Dougherty, B. P. (2001). Prediction of building integrated photovoltaic cell temperatures. *TRANSACTIONS-AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS JOURNAL OF SOLAR ENERGY ENGINEERING*, 123(3), 200-210.
- [137] Nordmann, T., & Clavadetscher, L. (2003, May). Understanding temperature effects on PV system performance. In *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on* (Vol. 3, pp. 2243-2246). IEEE.
- [138] Buresch, M. (1983). Photovoltaic energy systems: Design and installation.
- [139] Ross Jr, R. G., & Smokler, M. I. (1986). *Flat-Plate Solar Array Project: Final Report: Volume 6, Engineering Sciences and Reliability* (No. DOE/JPL-1012-125-Vol. 6). Jet Propulsion Lab., Pasadena, CA (USA).



FOLIO ADMINISTRATIF

THESE DE L'UNIVERSITE DE LYON OPEREE AU SEIN DE L'INSA LYON

NOM : Hassan Daher
(avec précision du nom de jeune fille, le cas échéant)

DATE de SOUTENANCE : 06/11/2017

Prénoms : Daha

TITRE : **Modélisation et analyse expérimentale d'une centrale solaire photovoltaïque en milieu désertique maritime**

NATURE : Doctorat

Numéro d'ordre : 2017LYSEI102

Ecole doctorale : Mécanique, Energétique, Génie civil, Acoustique

Spécialité : Thermique Energétique

RESUME :

L'objectif de ce travail a été de développer un modèle pour prédire le comportement d'une installation photovoltaïque (PV) dans une zone désertique maritime, afin d'optimiser la production instantanée et de maintenir les performances au fil du temps. Les données issues du monitoring d'une centrale solaire ont été analysées afin d'en extraire des indicateurs de performances et d'étudier l'impact des facteurs climatiques (température, irradiation et dépôts de poussière). Les méthodes d'analyse de performance, telles que la "transposition aux conditions de référence" (Ex. PVUSA) et "estimation des mesures de performance" (Ex. PR) ont été appliquées pour évaluer le taux de dégradation annuel de l'installation. Une première indication de la durée de vie des installations PV pour le climat de Djibouti a été obtenue, ainsi qu'une capacité à prédire l'évolution à long terme de cette centrale et des futures installations PV. Parallèlement, un modèle numérique de l'installation PV a été construit en utilisant TRNSYS, incluant les modules et les onduleurs, pour retranscrire le comportement du système PV dans son ensemble, ainsi que les conditions environnementales dans lesquelles il évolue. Le modèle inclus dans la bibliothèque TRNSYS a été amélioré à l'aide de résultats expérimentaux, en particulier en ce qui concerne la dépendance thermique. Un modèle prédictif a donc été développé combinant l'accumulation de poussière, un modèle empirique de températures et de dégradation du module. Enfin, une étude paramétrique a été réalisée avec le modèle complet, afin d'évaluer l'impact du nettoyage pour divers scénarios d'empoussièrement. Les résultats contribueront à l'optimisation de la conception et de l'exploitation des centrales solaires dans ce type de climat.

MOTS-CLÉS : centrale solaire photovoltaïque, analyse de performance, méthode PVUSA, Performance Ratio, taux de dégradation, TRNSYS, modèle d'empoussièrement, modèle prédictif, climat désertique maritime, Djibouti

Laboratoire (s) de recherche : Centre d'Energétique et de Thermique de Lyon

Directeur de thèse: Christophe MENEZO

Président de jury :

Composition du jury :

JEMNI, Abdelmajid	Professeur des Universités	Ecole National Ingénieur Monastir	Rapporteur
LOGERAIS, Pierre-Olivier	Maître de Conférences HDR	Université Paris-Est Créteil	Rapporteur
PERRIN, Marion	Docteur/chef de service	CEA-INES	Examinatrice
LEMITI, Mustapha	Professeur des Universités	INSA-LYON	Examinateur
AMARA, Mohamed	Chargé de Recherche	CNRS	Examinateur
Gaillard, Léon	Docteur	Université Savoie Mont Blanc	Invité