

## EVALUATION EXPERIMENTALE DES PERFORMANCES D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE DE 300 kWc A DJIBOUTI

Daha HASSAN DAHER<sup>a,b\*</sup>, Léon GAILLARD<sup>a,c</sup>, Mohamed AMARA<sup>a</sup>, Bernard LIPS<sup>a</sup>, Christophe MENEZO<sup>a,c</sup>

<sup>a</sup>INSA-Lyon, Centre d'Energétique et de Thermique de Lyon - CETHIL UMR 5008, Villeurbanne, France

<sup>b</sup>Laboratoire des Energies Nouvelles et Renouvelables, Centre d'Etude et de Recherche de Djibouti, Djibouti

<sup>c</sup>Chaire INSA/EDF « Habitats et Innovations Energétiques », Villeurbanne, France

\*Correspondance, courriel : [daha.hassan-daher@insa-lyon.fr](mailto:daha.hassan-daher@insa-lyon.fr)

### RÉSUMÉ

Djibouti étant connu pour ses conditions climatiques extrêmes (température, humidité, poussière), la première centrale solaire de grande envergure a été installée au Centre d'Etude et de Recherche de Djibouti (CERD) dans le cadre d'un projet de promotion de l'énergie solaire photovoltaïque. Cette centrale a une capacité de 300 kW<sub>c</sub> et est composée de panneaux solaires photovoltaïques de technologie silicium polycristallin. Dans cette étude, nous proposons deux méthodes pour l'analyse de performance dans ces conditions de fonctionnement males connues : une méthode basée sur les performances normalisées CEI 61724 et une autre méthode basée sur la méthode PVUSA dans les conditions PTC (PVUSA Test Conditions). A l'issue de ce travail, des résultats très intéressants ont été observés quant à la compréhension du système dans son environnement. De part les paramètres d'analyses basés sur la première méthode, le rendement final ( $Y_f$ ) et les différentes baisses de production ( $L_c$ ) varient suivant les mois, alors que les pertes du système ( $L_s$ ) sont assez stables. Un rapport de performance de l'ordre 85% a été observé durant les deux années d'exploitation, ce qui est très encourageant pour ce type d'installation PV. A travers l'utilisation de la méthode PVUSA, nous avons élaboré une analyse minutieuse des données, ce qui nous a permis d'obtenir une solution avec une erreur normalisée de 11%. Nous observons que pour certains mois les résultats fournis par la méthode PVUSA ne correspondent pas aux observations locales. Pour cela, nous avons introduit les Conditions Test Djibouti (DTC) qui nous ont permis d'avoir des puissances plus stables que celles dans les conditions PTC. Ce travail met en avant la pertinence de l'étude et la nécessité de mettre au point des modèles de dégradation adaptés aux conditions de fonctionnement.

*Mots Clés : Centrale solaire PV ; Performances normalisées ; PVUSA ; régression linéaire.*

### ABSTRACT

#### ABSTRACT

Djibouti is known for its extreme weather conditions (temperature, humidity, dust), the first large solar power plant was installed at the Centre for Study and Research of Djibouti (CERD) as part of a project to promote the photovoltaic solar energy. This plant has a capacity of 300 kW<sub>p</sub> and is composed of polycrystalline silicon technology photovoltaic panels. In this study, we propose two methods for analyzing performance in these **none well known** operation conditions: a method based on the IEC 61724 standard performance and another method based on PVUSA under PTC (PVUSA Test Conditions). Following this work, very interesting results were observed regarding the understanding of the system in its environment. Share parameters analysis based on the first method, the final yield ( $Y_f$ ) and different production cuts ( $L_c$ ) vary depending on the month, while system losses ( $L_s$ ) are relatively stable. A performance ratio of about 85% was observed during the two years of operation, which is very encouraging for this type of PV installation. Through the use of PVUSA method, we have developed a thorough analysis of the data, which allowed us to obtain a solution with a standard error of 11%. We observe that for some months the results provided by the PVUSA method does not match the local observations. For this, we introduced the Djibouti Test Conditions (DTC), which allowed us to have more stable powers than under the PTC conditions. This work highlights the relevance of the study and the need to develop degradation models adapted to the operating conditions.

Keywords: solar PV power plant; Standard performance; PVUSA; linear regression.

### NOMENCLATURE

$Y_r$  rendement de référence, h

$H_t$  irradiation sur le plan incliné, kWh/m<sup>2</sup>

$G_0$  irradiation de référence, kW/m<sup>2</sup>

$Y_a$  rendement du champ PV, kWh/kW ou h

\* auteur correspondant

Adresse électronique : [daha.hassan-daher@insa-lyon.fr](mailto:daha.hassan-daher@insa-lyon.fr)

$E_{DC}$	énergie du champ PV, kWh
$P_0$	puissance installée PV, kW <sub>c</sub>
$Y_f$	rendement final, kWh/kW ou h
$E_{AC}$	énergie du système PV, kWh
PR	rapport de performance
$L_s$	perte du système, h
$L_c$	pertes diverses, h
P	puissance simulée, kW <sub>AC</sub>

A,B,C	coefficients de régression
Irr	irradiation solaire, kW/m <sup>2</sup>
Tamb	température ambiante (°C)
STC	conditions standard de test (1000 W/m <sup>2</sup> , 25°C)
Indices:	
DC	courant continu
AC	courant alternatif
PV	photovoltaïque
c	crête

## 1. INTRODUCTION

Dans un contexte énergétique mondial en pleine évolution marqué par une diminution des ressources en énergies fossiles conventionnelles et des émissions des gaz à effet de serre en constante croissance, le développement des énergies renouvelables reste un moyen de limiter les effets de l'activité humaine sur le réchauffement climatique. De toutes les énergies renouvelables, le solaire photovoltaïque (PV) présente un intérêt particulier pour l'Afrique, puisqu'il dispose d'un gisement solaire important. A la fin de l'année 2012, la capacité mondiale cumulée installée est estimée à plus de 100 GW<sub>c</sub> selon l'association européenne de l'industrie photovoltaïque (EPIA, 2013).

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

- les installations dites autonomes, 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 d'injecter l'énergie produite (en surplus des besoins propres éventuels de l'utilisateur) dans le réseau.

De plus, lorsque ces centrales sont situées en zones arides où les sollicitations extérieures sont pénalisantes (chaleur, humidité, salinité, poussières) et sévères, il n'existe pas de modèle fiable pour prédire la production électrique instantanée. Par ailleurs, dans de telles conditions, les systèmes PV se trouvent dans des conditions de vieillissement accélérés par rapport à des installations dans des zones climatiques tempérées.

Un certain nombre d'études ont été menées sur l'évaluation des performances des centrales solaires PV installées dans le monde. Certains des résultats pertinents sur les performances des systèmes PV sont résumés comme suit.

(Kymakis et al., 2009) ont mené une étude sur l'analyse des performances d'une centrale connectée au réseau électrique de 171,36 kW<sub>c</sub> sur l'île de Crête en 2002. Un monitoring de ce système PV a été effectué durant une année : le rapport de performance (PR) et les différentes pertes de puissances (température, empoussièrement, réseau électrique, disponibilité du réseau) ont été calculés. Le rendement final ( $Y_f$ ) varie entre 1,96 et 5,07 heure par jour et le rapport de performance entre 58 à 73% avec un rapport de performance annuelle de 67,36%.

(Makrides et al., 2010) ont évalué treize différentes technologies photovoltaïques dans deux localités (Nicosie, Chypre et Stuttgart, Allemagne), toutes connectées au réseau avec une puissance nominale de 1 kW<sub>c</sub>. A l'issue de l'étude les systèmes PV installés à

Nicosie ont montré les rendements énergétiques les plus élevés (1580 kWh/kW<sub>c</sub>) par comparaison à ceux installés à Stuttgart (1194 kWh/kW<sub>c</sub>).

Une étude plus récente de (V. Sharma et al., 2013) a porté sur l'évaluation des performances de différentes rangées de technologies PV constituées de silicium polycristallin, couche mince et silicium amorphe au Centre des Energies Solaires en Inde. Pour ce faire, le rendement énergétique et le rapport de performance ont été calculés. La comparaison des performances a conclu que les rangées constituées de la technologie couche mince et de silicium amorphe ont des performances meilleures.

D'autres moyens d'évaluation des centrales solaires PV existent à savoir la méthode 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 (R.N. Dows et al., 1995) Le modèle est utilisé pour estimer la puissance fournie du système dans les conditions de test de PVUSA (PTC) (tableau 1). La méthode possède ses limitations (C.M Withaker et al., 2010) 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.

(P. McNutt et al., 2005) ont observé l'évolution d'une rangée photovoltaïque de 1,5 kW<sub>c</sub> durant six ans (septembre 1999 à mai 2006) et ont utilisé la méthode PVUSA. Cette rangée est composée de modules silicium amorphes. 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., 2009) 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 méthodes basées 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 sont applicables à un large éventail de modèles et de technologies photovoltaïques.

(B.Marion et al., 2005) 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.

Compte tenu des divers travaux effectués sur le sujet, le but de notre travail consiste à évaluer les performances d'une centrale connectée au réseau en utilisant les diverses méthodes citées plus haut.

## 2. CONTEXTE

### 2.1. CONDITIONS CLIMATIQUES

Djibouti est situé en Afrique de l'est sur la corne de l'Afrique à une latitude de  $11^{\circ}30'N$  et à une longitude  $43^{\circ}00' E$ . Elle se caractérise par un climat chaud, avec des températures élevées toute l'année. Il existe pourtant deux saisons : une saison « fraîche », du mois d'octobre au mois d'avril, avec des petites périodes de pluies et des températures de  $21^{\circ}C$  à  $33^{\circ}C$  et une saison chaude, de mai à septembre, avec des températures de  $35^{\circ}C$  à  $45^{\circ}C$  et des vents secs et chargés de poussières (Khamsin). Les mois de mai et septembre sont des périodes de transition pendant lesquelles s'opèrent des inversions de vents, ce qui entraîne une augmentation de l'humidité. Au niveau pluviométrique, les pluies sont rares et irrégulières. Elles tombent essentiellement au début des saisons fraîche et chaude.

### 2.2. CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE 300 kW<sub>c</sub>

Une centrale solaire photovoltaïque a été installée sur le terrain du Centre Etude et de Recherche de Djibouti dans le cadre d'une coopération de la République de Djibouti avec le gouvernement Japonais pour un projet de promotion de l'énergie solaire photovoltaïque. Cette centrale solaire photovoltaïque de 300 kW<sub>c</sub> est raccordée au réseau électrique de Djibouti. Le parc solaire occupe une superficie de 5200 m<sup>2</sup> avec 1440 panneaux photovoltaïques (KYOCERA-silicium polycristallin) installés. Chaque panneau est caractérisé par une puissance crête de 210 W<sub>c</sub>. L'ensemble des panneaux délivre une puissance totale de 300 kW<sub>c</sub>. Les panneaux sont organisés en trente rangées. Chaque rangée est constituée de quarante-huit panneaux, soit 10 kW<sub>c</sub> par rangée.

La centrale comprend des boîtes de jonction qui sont placées à l'amont des onduleurs photovoltaïques. Elles ont pour fonction la mise en parallèle des chaînes photovoltaïques. De trois onduleurs qui permettent la transformation du courant continu délivré par les panneaux solaires photovoltaïques en un courant alternatif et la synchronisation avec le réseau. Chaque onduleur prend en charge 100 kW<sub>c</sub>. La centrale est aussi dotée des instruments de mesures tels que : un capteur de température ambiante et d'un pyranomètre. Toutes les données provenant des différents instruments de mesures sont acheminées vers une centrale d'acquisition. Ces données sont enregistrées sous forme de registre par : minute, heure, jour, semaine, mois et année.

La centrale dispose de plusieurs modes de fonctionnement. En général, elle fonctionne en mode « connecté au réseau ». Le surplus de l'énergie

produite est injecté au réseau de distribution de l'électricité de Djibouti. En cas de panne du réseau ou de délestage, la centrale bascule sur le mode de fonctionnement « autonome ». Ce mode implique l'arrêt des onduleurs 1 et 2, l'onduleur 3 fournit l'énergie nécessaire au CERD et ceci en cas de condition d'ensoleillement favorable. Pendant cette phase, les onduleurs 1 et 2 sont en attente que l'alimentation du réseau soit rétablie. Une fois le réseau rétabli le système reprend normalement son fonctionnement (raccordement au réseau).

Dans une étude (D. Hassan, 2013) qui a porté sur la première année d'exploitation de la centrale solaire (28 janvier 2012 au 31 janvier 2013), des résultats concluants ont été tirés: la production énergétique de ce système PV était estimée à 460 MWh au cours de l'étude de pré-faisabilité conduite en 2009. Cette centrale solaire photovoltaïque a généré 508 MWh soit 10 % de plus que le prévisionnel. Nous avons également observé un facteur de charge de 19,2 % ce qui est encourageant pour ce type de centrale solaire PV. Egalement, il a été observé une baisse de la production énergétique durant les mois d'été (juin à septembre) dû à des conditions climatiques assez rudes avec des températures élevées et des vents poussiéreux pendant cette période.



Fig. 1. Rangées des panneaux solaires PV de la centrale solaire

## 3. MÉTHODOLOGIES DE L'ÉVALUATION DES PERFORMANCES

Afin d'analyser les performances d'un système solaire PV, des paramètres de performance ont été spécifiés par l'Agence International de l'Energie (IEA) et sont décrits dans les normes standardisées (Commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724 (IEC, 1998). Ces paramètres sont le rendement de référence, le rendement du champ PV, le rendement final du système PV, le rapport de performance, les pertes du système et les pertes diverses. 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 PV.

### 3.1. PERFORMANCES NORMALISÉES

#### 3.1.1. Rendement de référence : $Y_r$

Le rendement de référence est le rapport entre la quantité totale de rayonnement solaire  $H_t$  (kWh/m<sup>2</sup>) arrivant à la surface des panneaux solaires PV et la quantité de rayonnement de référence  $G_0$  (1kW/m<sup>2</sup>). 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.

$$Y_r = \frac{H_t}{G_0} \quad (1)$$

**3.1.2. 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<sub>c</sub>) des rangées sous les conditions standard (STC : irradiation : 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C température ambiante et spectre de référence AM 1.5-G).

$$Y_a = \frac{E_{DC}}{P_0} \quad (2)$$

**3.1.3. 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<sub>c</sub>). Cette quantité représente le nombre d'heures pendant lesquelles le champ PV devrait fonctionner à sa puissance nominale.

$$Y_f = \frac{E_{AC}}{P_0} \quad (3)$$

**3.1.4. Indice de performance normalisé : 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 :

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (4)$$

**3.1.5. 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  $Y_f$ .

$$L_s = Y_a - Y_f \quad (5)$$

**3.1.6. 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.

$$L_c = Y_r - Y_a \quad (6)$$

**3.2. ÉVALUATION DES PERFORMANCES AU COURS DU TEMPS**

On cherche une méthode pour étudier l'évolution de la centrale au cours du temps, en corrigeant la dépendance sur les conditions météorologiques : la méthode PVUSA, qui se compose d'un modèle linéaire simpliste (7), permet de faire ceci. Il existe d'autres modèles, tel que SANDIA qui suppose des corrélations plus élaborées. 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 1. L'analyse de la méthode PVUSA reportée dans cette étude ne prend pas en compte la vitesse du vent, qui en général contribue à 0,4% sur le total de la puissance PVUSA calculée (Myers, D., 2009). Egalement, nous n'avons pas de données de vitesse du vent disponible sur le site de la centrale. D'où la nécessité de compléter les variables mesurées lors du monitoring de la centrale. Le modèle ainsi utilisé est le suivant :

$$P = Irr \times (A + B \cdot Irr + C \cdot Tamb) \quad (7)$$

**Tableau 1. Conditions Test PVUSA**

Irradiation	Température	Vitesse de vent
1000 W/m <sup>2</sup>	20°C	1 m/s

**4. RÉSULTATS ET DISCUSSIONS**

Les variations du rayonnement solaire et de la température ambiante de mois en mois et d'année en année influence les paramètres de performances. Afin de dégager ces influences nous avons employé des méthodes d'analyses des performances, l'une basée sur les performances normalisées et l'autre sur la méthode PVUSA. La procédure d'analyse des données de la centrale solaire photovoltaïque de 300 kW<sub>c</sub> a été effectuée conformément à ses deux méthodes.

Dans un premier temps l'analyse a porté sur les variations mensuelles des rendements final  $Y_f$ , des pertes diverses  $L_c$  et des pertes du système  $L_s$  (Fig.2.) pour les deux années d'opération de la centrale solaire. Le rendement final journalier  $Y_f$  varie avec un minimum de 3,42 h en juillet 2013 et un maximum de 4,45 h en mars 2012 avec un rendement moyen final de 4,6 h.  $Y_f$  étant lié à la production énergétique de la centrale est très influencé par les rayonnements solaires. Egalement, nous remarquons que  $Y_f$  est faible aux mois d'été de juin et juillet 2012-2013 conformément à  $Y_r$ . Bien que non représentée la variabilité de  $Y_r$  est similaire à  $Y_f$ , en raison de la dépendance de  $Y_f$  aux rayonnements solaires. La moyenne journalière des pertes diverses  $L_c$  de 0,45 h est beaucoup plus prononcée et varie de 0,1 h en décembre 2012 à 0,75 h en septembre 2012. Ces pertes sont également supérieures à 0,6 h pour environ 8 mois sur les 23 mois d'exploitation de la centrale. Elles sont directement liées à l'empoussièrement des panneaux, aux températures élevées pendant l'été et aux délestages qui interviennent dans le réseau (non lié au système PV). Les pertes du système  $L_s$  sont relativement stables avec une moyenne de 0,36 h par jour, s'étalant d'un minimum de 0,30 h en juillet 2013 à un maximum de 0,40 h en février 2013. Ceci montre que les onduleurs du système PV sont performants quant à la conversion DC-AC.

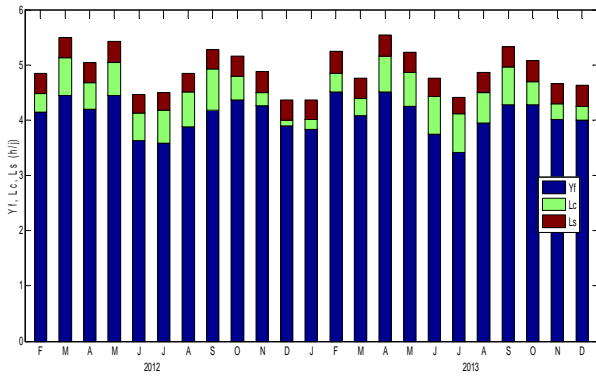


Fig.2. Valeurs moyennes par mois des indices journaliers  $Y_f$ ,  $L_c$  et  $L_s$

Le rapport de performance (PR) a été évalué de manière mensuelle pour les deux années, 2012 et 2013 d'opération de la centrale. Il est compris entre 0,75 et 1 comme relaté sur la fig.3. Le maximum est atteint en décembre 2012 avec une valeur du PR de 0.91 et le minimum est atteint en juin et juillet 2013 avec des valeurs respectives de 0,79 et 0,78. Les autres mois ont un rapport de performance relativement stable avec PR supérieur à 0,8. Pour ces deux années le PR est de 85%, il est élevé par comparaison aux résultats des travaux cités dans la 1<sup>ière</sup> section. Comme mentionné par (JaeBum Lee et al., 2013), un PR supérieur à 0,8 correspond à un système dont les performances approchent les performances idéales dans les conditions STC et un système avec un PR inférieur à 0,7 doit être suspecté de défaillance ou de défaut de fonctionnement issus des composants du système (panneaux, onduleurs, etc.) ou de paramètres environnementaux (ombrage à proximité, empoussièrement excessif des panneaux, etc.). Pour cette centrale installée à Djibouti, cette baisse du rapport de performance normalisé en juin et juillet 2013 est certainement due à certains facteurs climatiques tels que des températures assez élevées et le khamsin qui est un vent chaud et sec qui soulève de la poussière. Ce soulèvement de poussière induit une opacité du ciel qui réduit le taux de rayonnements solaires atteignant les panneaux solaires.

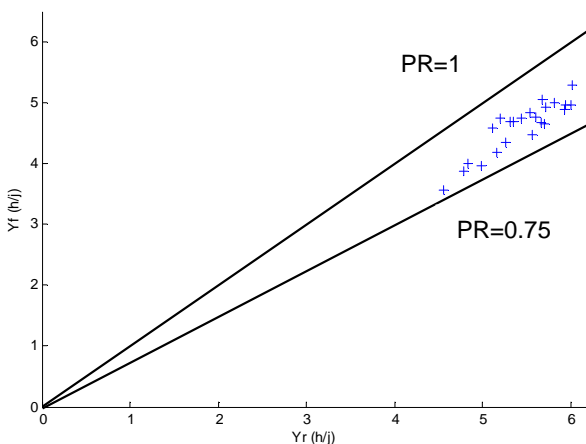


Fig. 3. Rapport de performance pour 2012-2013

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 (tableau1). Il est tout d'abord nécessaire de réaliser un prétraitement des données collectées avant la mise en œuvre de la méthode. Nous considérons pour cela des données horaires. Un critère préliminaire de PVUSA consiste à filtrer généralement les valeurs de rayonnements solaires sous un seuil de 0.5  $\text{kW/m}^2$  [5-6] ainsi que les données présentant un comportement non-standard (c'est-à-dire une puissance générée nulle pour des valeurs d'irradiations supérieures à 0.5  $\text{kW/m}^2$ ). Pour ces valeurs seuils, la méthode a en effet montré quelques lacunes sur le degré de précision.

Une première régression linéaire est alors effectuée sur les données prétraitées afin d'en extraire les coefficients A, B et C. Une fois ces derniers connus, la puissance simulée est calculée à partir de l'équation (7). Puis, nous avons observé la puissance simulée en fonction de la puissance mesurée afin d'identifier les points « anormaux ». Certaines valeurs se sont avérées anormales que nous attribuons soit :

- au délestage du réseau électrique (arrêt des onduleurs 1 et 2) ;
- à un empoussièrement excessif des panneaux.

Les valeurs anormales (en rouge), identifiées par un écart modèle-mesure supérieur à 50 kW, ont été supprimées du jeu de données avant de réévaluer la solution de régression linéaire du modèle PVUSA. De cette façon, la première régression a servi comme filtre de valeurs aberrantes. Le résultat ainsi obtenu est montrée sur la figure 4.

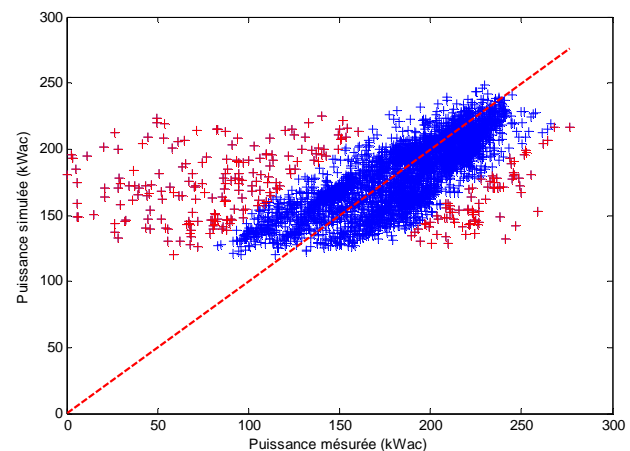


Fig. 4. Puissance simulée en fonction de la puissance mesurée (donnée horaire)

Deux solutions fournies par PVUSA sont présentées dans le tableau 2 pour les 23 mois des données disponibles, correspondant à celle avant et celle après le filtrage de valeurs anormales. Les coefficients globaux (A, B et C) du système ainsi que la puissance USA sont représentés. Cette puissance est de 287 kW avec une erreur normalisée de 11% pour la deuxième solution alors que cette même erreur était de l'ordre de 17% avant le filtrage. En sus, nous avons calculé pour chaque mois les valeurs dans les conditions PVUSA ainsi que les erreurs normalisées (Fig.5.). Nous observons sur cette figure des puissances fluctuantes autour de 300 kW avec une variance résiduelle moyenne de 10%. Un minimum de 9% est atteint en mai, septembre, octobre et novembre 2013 et un maximum 13% en mars 2013 (d'ou

la valeur assez faible de PVUSA pour mars 2013). Le mois de juillet 2013 présente la puissance PVUSA la plus élevée avec 392,54 kW. 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 surestimation constatée est certainement due en partie au fait que les conditions du modèle ne correspondent pas aux conditions réelles d'exploitation de la centrale : par exemple, juillet 2013 est le mois où il a fait le plus chaud avec une température ambiante moyenne de 38°C et avec des taux d'irradiations reçus le plus faible 4,6 kWh/m<sup>2</sup> par jour en moyenne.

Tableau 2. Coefficients et puissances

	Coefficients	PVUSA (kW <sub>AC</sub> )
1 <sup>ère</sup> régression	A=354,02 B=-24,99 C=-2,23	284,40(r.m.s=17%)
2 <sup>ème</sup> régression	A=351,04 B=-23,37 C=-2,05	286,76(r.m.s=11%)

Sur le site de la centrale solaire, les températures sont supérieures à 30°C huit mois sur douze (pour les deux années d'opération) avec des taux d'irradiations n'atteignant jamais les 1000 W/m<sup>2</sup>, comme constaté sur la figure 7. Nous représentons sur cette figure la gamme de rayonnements solaires s'étendant de 0,01 kW/m<sup>2</sup> à 1kW/m<sup>2</sup>. La gamme d'irradiation la plus élevée est comprise entre 0,7 et 0,8kW/m<sup>2</sup> avec un pourcentage de disponibilité de 15%. Par comparaison aux conditions PTC, les conditions environnementales locales sont éloignées tant en terme de température qu'en terme de rayonnement. La transposition aux conditions de test USA est donc très sensible à une évolution du système PV qui n'est pas prise en compte par la modèle PVUSA. D'autre part, les niveaux de rayonnement inférieurs et supérieurs à 0,5 kW/m<sup>2</sup> ont respectivement des taux de disponibilité de 53% et 47%. Ceci montre qu'on utilise que 47% des données lors de l'utilisation de la méthode PVUSA sans compter les autres formes d'aberrances qui doivent être retirées. La conséquence de cette signifiante statistique limitée est ainsi une méthode sensible aux résultats aberrants.

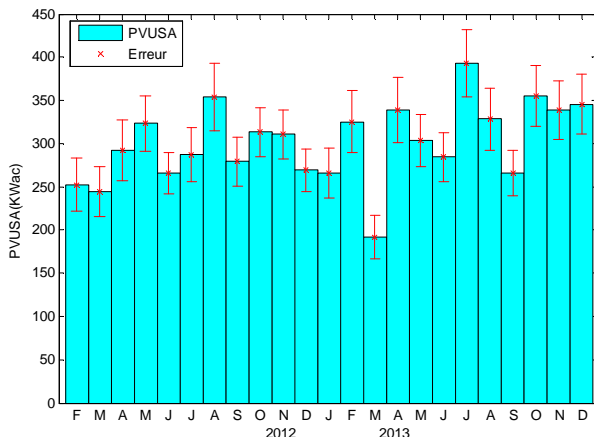


Fig. 5. Moyenne mensuelle des puissances PVUSA

L'application de la méthode PVUSA pour la centrale à Djibouti et les résultats par mois indiquent une dispersion assez importante (fig.5). 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. 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. Pour cela, 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 de Djibouti. Nous les nommons Conditions Test Djibouti ou DTC (irradiation : 800 W/m<sup>2</sup> ; température : 32°C ; vitesse du vent : 4 m/s). Ces conditions nous procurent des puissances moins fluctuantes et plus stable (fig.6) par comparaison aux puissances dans les conditions PTC. Ces puissances sont comprises entre 250 kW et 300 kW, avec une puissance moyenne de 266,6 kW et une erreur de 11% pour les deux années d'exploitation de la centrale. Le léger dépassement des puissances pour le mois d'août 2012 et juillet 2013 traduit la réduction de la plage de valeurs sur laquelle la régression est effectuée.

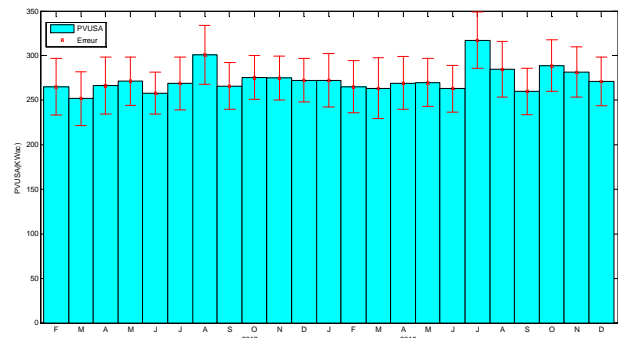


Fig. 6. Moyenne mensuelle des puissances dans les conditions DTC

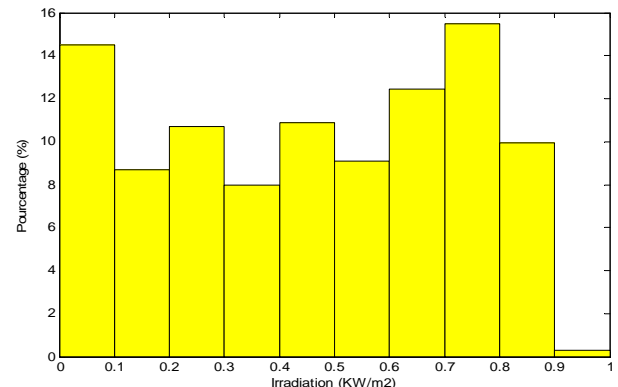


Fig. 7. Gamme d'évolution du rayonnement solaire incident

5. CONCLUSION

Après deux années de fonctionnement et de collecte de données de la centrale solaire photovoltaïque de 300 kW<sub>c</sub> connectée au réseau, installée au Centre d'Etude et de Recherche de Djibouti, il s'avère intéressant d'analyser les performances de cette dernière. Pour ce faire, nous avons employé des méthodes d'analyse des

performances, l'une basée sur les performances normalisées CEI 61724 et l'autre sur la méthode PVUSA. Les variations du rayonnement solaire et de la température ambiante de mois en mois influencent les paramètres de performance. Le rendement final  $Y_f$  est le plus influencé en raison de sa dépendance des rayonnements solaires. Les pertes par conversion sont assez stables sur toutes l'année, mais les pertes diverses varient durant toute la période de l'exploitation et sont directement liées aux conditions environnementales (températures, poussières, etc.). Le rapport de performance est moins influencé parce que sa valeur est normalisée par rapport aux rayonnements solaires.

Les puissances aux conditions de test USA obtenues lors de cette première analyse indiquent qu'il est nécessaire de s'orienter vers une adaptation de cette méthode, soit concernant le prétraitement de données, soit au niveau du modèle même. En effet, la variation de puissances PVUSA semble corrélée avec la plage de valeurs sur laquelle la régression est effectuée, ce qui peut signifier une incohérence entre le modèle et le comportement réel du système. C'est pour cela que nous avons introduit des nouvelles conditions tests mieux adaptées aux conditions climatiques du site. Les résultats PVUSA par mois dans les conditions DTC sont plus stables. Nous pouvons donc ensuite étudier l'évolution pendant l'année avec cette méthode PVUSA modifiée.

Dans nos travaux à venir, nous poursuivrons le suivi et l'analyse de données en appliquant d'autres méthodes telles que PVUSA améliorée et SANDIA. Nous analyserons d'autre part plus précisément le véritable impact de l'empoussièrement sur l'évolution des performances énergétiques de la centrale solaire photovoltaïque. L'objectif final de ce travail vise à prédire l'évolution de la production énergétique de telles centrales soumises à des conditions extrêmes. Ce travail va aussi permettre d'alimenter les travaux menés sur la fiabilité des prédictions de performances des systèmes PV en Europe installés dans les environnements pénalisants et mal connus, tels que dans les milieux urbains.

## RÉFÉRENCES

European Photovoltaic Industry Association, Global market outlook for photovoltaics 2013-2017, [http://www.epia.org/fileadmin/user\\_upload/Publications/GMO\\_2013\\_-\\_Final\\_PDF.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/GMO_2013_-_Final_PDF.pdf), 2013.

Kymakis E, Kalykakis S, Papazoglou TM. "Performance analysis of a grid connected Photovoltaic Park on the island of Crete". *Energy Conversion and Management* 2009; 50:433–8.

Makrides G, Zinsser B, Norton M, Georghiou GE, Schubert M, Werner JH. "Potential of photovoltaic systems in countries with high solar irradiation". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010; 14:754–62.

Vikrant Sharma, Arun Kumar, O.S. Sastry, S.S. Chandel. "Performance assessment of different solar photovoltaic technologies under similar outdoor conditions". *Energy* 2013; 58:511-518.

R.N. Dows, et al, "PVUSA Procurement, Acceptance, and Rating Practices for Photovoltaic Power Plants", Pacific Gas and Electric Co R&D Report #95-30910000.1, Sept.1995.

C.M. Whitaker, et al, "Application and Validation of a New PV Performance Characterization Method", *Proc.26th IEEE PVSC*, 1997, p1253-1256.

P. McNutt et al, "Performance Evaluation of a 1.5-kW a-Si PV Array Using the PVUSA Power Rating Method at NREL's Outdoor Test Facility" *DOE Solar Energy Technologies Program Review Meeting*, 2005.

A. Kimber et al, "Improved Test Method to Verify the Power Rating of a Photovoltaic Project" *Proc. 34<sup>th</sup> IEEE PVSC*, 2009, p 316 – 321.

B. Marion et al, "Performance Parameters for Grid-Connected PV systems" *Proc. 31<sup>th</sup> IEEE PVSC*, Orlando FL, Jan. 3-7, 2005.

D. Hassan Daher, "Centrale solaire photovoltaïque de 300 kW<sub>c</sub> connectée au réseau électrique", Centre d'Etude et de Recherche de Djibouti, Avril 2013.

International Standard IEC 61724, Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, Data exchange and analysis. 1998.

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.

JaeBum Lee et al. "An empirical study of performance characteristics of BIPV (Building Integrated Photovoltaic) system for realization of zero energy". *Energy* 2013; in press: 1-10.