

Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque

A. Ould Mohamed Yahya¹, A. Ould Mahmoud¹ et I. Youm^{2,3}

¹ Centre de Recherche Appliquée aux Energies Renouvelables 'CRAER',
Université de Nouakchott, Mauritanie

² Laboratoire des Semi-conducteurs et d'Energie Solaire, 'LASES',
Faculté des Sciences et Techniques, Université Cheikh Anta DIOP, Dakar, Sénégal

³ Centre d'Etudes et de Recherches sur les Energies Renouvelables 'CERER',
B.P. 476, Dakar, Sénégal

(reçu le 19 Juillet 2008 – accepté le 30 Septembre 2008)

Résumé - Ce papier présente un modèle de simulation pour prédire la performance d'un système photovoltaïque (PV) fonctionnant dans les conditions météorologiques du site d'installation. Les systèmes photovoltaïques individuels sont largement utilisés dans les applications des sources d'énergie renouvelables et il est important d'avoir une capacité à évaluer la performance des systèmes installés. Les équations mathématiques développées pour la modélisation de la performance du générateur PV sont basées sur la caractéristique courant – tension des modules. Le modèle de simulation a été validé à partir des données expérimentales d'un système individuel de 1,2 kWc installé à Nouakchott, Mauritanie. Les résultats du modèle de simulation ont été comparés aux résultats expérimentaux dans les mêmes conditions de fonctionnement et d'environnement climatique. Un bon accord a été observé et le coefficient de corrélation varie de 88 % à 99 %, considéré comme satisfaisant. Le modèle de simulation développé peut être utilisé, non seulement pour analyser la performance d'un système PV, mais aussi pour dimensionner le système PV le plus adaptable pour l'alimentation des différentes charges électriques pour n'importe quelle localité spécifiée, pourvu que les données météorologiques locales soient disponibles.

Abstract - This paper presents the development of a simulation model for predicting the performance of a solar photovoltaic (PV) system operating under prevailing meteorological conditions at the site location. Stand-alone photovoltaic systems are widely used in renewable energy sources applications and it is important to be able to evaluate the performance of the installed systems. Mathematical equations developed for modelling the performance of the PV generator are based on current-voltage characteristic of the modules. The simulation model was validated against experimental data of a 1.2 kW_p stand alone system installed at Nouakchott, Mauritania. Simulated results from the model under the same operating and environmental climatic conditions are compared with those observed from the experimental tests. Good agreement is found in the comparison. The correlation coefficient obtained varies from 88% to 99% which is considered satisfactory. The simulation model developed can be used not only for analysing the PV system performance, but also for sizing the PV system which is more suitable to the load requirements at any specified location provided that the local meteorological data is available.

Mots clés: Modélisation - Simulation - Générateur photovoltaïque - Caractéristiques I-V.

1. INTRODUCTION

Dans la plupart des pays africains, rendre l'électricité disponible dans le milieu rural a toujours été un enjeu socio-économique important. Ce problème d'accès à l'électricité

est incompatible avec un développement équilibré de ces pays et constitue un des facteurs favorisant l'exode rural. C'est donc un défi de mettre à la disposition des populations rurales une source d'énergie capable de stimuler l'activité économique et de conduire à une amélioration de leurs conditions de vie.

Toutefois, la satisfaction de la demande d'électricité des populations rurales par la liaison au réseau national se heurte à plusieurs difficultés: la faible densité et la dispersion de la population, la faiblesse des revenus, l'inexistence ou la faiblesse de structures collectives au niveau villageois. Aussi, il est nécessaire d'explorer de nouvelles solutions possibles pour assurer une électrification rationnelle du monde rural, par exemple l'exploitation du potentiel solaire abondant dont disposent ces pays.

L'énergie solaire photovoltaïque (PV), qui est la conversion directe de la lumière en électricité grâce à des cellules solaires, représente une alternative intéressante et bien adaptée à des besoins limités. Malgré sa facilité de mise en œuvre, son faible impact environnemental et le peu d'entretien qu'il nécessite, un système photovoltaïque n'est plus concurrentiel lorsque la demande augmente. Ainsi une étude assez rigoureuse est nécessaire pour faire le meilleur choix et le plus performant avec le moindre coût possible.

La performance d'un système PV dépend fortement des conditions météorologiques, telles que le rayonnement solaire, la température et la vitesse du vent. Pour fournir l'énergie continuellement durant toute l'année, un système PV doit donc être correctement dimensionné. Ce qui exige une étude assez rigoureuse dans le but de faire le meilleur choix, le plus performant et au moindre coût. Mais les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent que de dimensionner approximativement le système PV.

L'objectif principal de cette étude est de simuler les performances d'une seule composante du système PV, à savoir le générateur PV. C'est l'élément le plus onéreux et le plus sensible aux conditions climatiques sur le site. Les méthodes d'optimisation du générateur PV sont d'une grande utilité pour les fabricants n'ayant pas des informations détaillées sur les futurs sites d'implémentation de leurs produits.

Pour réaliser notre objectif, nous avons établi un modèle simple et fiable, avec une précision acceptable pour prévoir les performances d'un générateur PV dans les conditions climatiques de nos pays. Ce modèle est validé par des données obtenues à partir d'un générateur PV installé sur le site de la Faculté des Sciences et Techniques de l'Université de Nouakchott. Le système de production photovoltaïque alimente différentes charges. Les performances obtenues à partir des données et du modèle sont comparées.

2. MODELISATION DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

Les cellules solaires sont généralement associées en série et en parallèle, puis encapsulées sous verre pour obtenir un module photovoltaïque. Un générateur PV est constitué de modules interconnectés pour former une unité produisant une puissance continue élevée compatible avec le matériel électrique usuel. Les modules PV sont habituellement branchés en série-parallèle pour augmenter la tension et l'intensité à la sortie du générateur. Les modules interconnectés sont montés sur des supports métalliques et inclinés suivant l'angle désiré en fonction du lieu, cet ensemble est souvent désigné par champ de modules.

Ainsi la caractéristique I–V du générateur PV est basée sur celle d'une cellule élémentaire modélisée par le circuit équivalent bien connu de la figure 1 [1-5]. Ce circuit introduit une source de courant et une diode en parallèle, ainsi que des résistances série R_s et parallèle (shunt) R_{sh} pour tenir compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule.

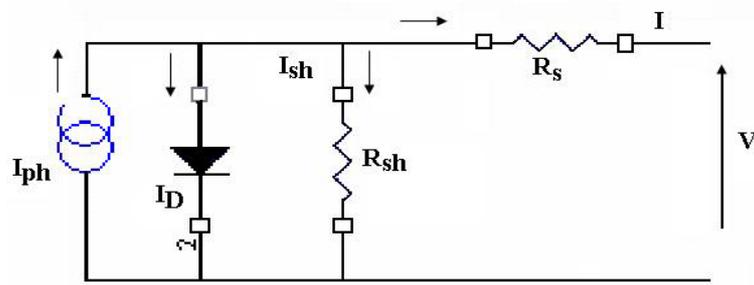


Fig. 1: Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

La résistance série est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière. La résistance parallèle rend compte des effets, tels que le courant de fuite par les bords de la cellule, elle est réduite du fait de la pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si cette pénétration est profonde). Ce circuit peut être utilisé aussi bien pour une cellule élémentaire, que pour un module ou un panneau constitué de plusieurs modules [1, 4, 5].

L'équation reliant le courant délivré par un module PV constitué par la mise en série de N_s cellules et la tension à ses bornes est donnée par:

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{V + I \cdot R_s}{V_T}} \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

Où: I_{ph} , I_0 et $V_T = \frac{N_s \cdot n \cdot k \cdot T}{q}$ désignent respectivement le photo-courant, le courant de saturation inverse de la diode et la tension thermique, avec: n le facteur d'idéalité de la diode, q la charge de l'électron, k la constante de Boltzman, T la température de la cellule qui varie en fonction de l'éclairement et de la température ambiante, selon la relation linéaire [1, 2]:

$$T - T_a = \left(\frac{T_{fn} - 20}{800} \right) \cdot \Psi \quad \left(W/m^2 \right) \quad (2)$$

où T_{fn} est la température de fonctionnement normale des cellules PV (°C) dans les conditions suivantes: un ensoleillement de $800 W/m^2$, une température ambiante de $20^\circ C$ et une masse d'air optique AM égale à 1,5. La valeur de T_{fn} est généralement donnée par le constructeur, T_a est la température ambiante, et $\Psi (W/m^2)$ est l'irradiation solaire globale du lieu considéré et reçue par le module PV.

A partir de cette équation, une méthodologie simple a été développée pour la détermination des caractéristiques d'une cellule ou d'un panneau photovoltaïque. On introduit les deux paramètres externes de la cellule (facilement mesurables), tels que le courant de court-circuit I_{cc} et la tension de circuit ouvert V_{co} , pour en déduire l'expression mathématique implicite du courant délivré par une cellule photovoltaïque, ainsi que sa caractéristique $I-V$.

Le courant de court-circuit est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur est nulle. Son expression approchée est donnée par:

$$I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{1 + R_s / R_{sh}} \quad (3)$$

A des niveaux d'éclairement usuels, le photo-courant est proportionnel à l'irradiation solaire ou au flux lumineux Ψ (W/m^2). Dans le cas idéal, il correspond au courant de court circuit qui peut alors simplement s'écrire [1, 2]:

$$I_{cc} = I_{cc0} \cdot \left(\frac{\Psi}{1000} \right) \quad (4)$$

où I_{cc0} est le courant de court-circuit pour une irradiation solaire standard de 1000 W/m^2 .

La tension de circuit ouvert est la tension pour laquelle le courant débité par la cellule est nul, c'est la tension maximale de la cellule. Dans le cas idéal, elle est légèrement inférieure à:

$$V_{co} = V_T \ln(I_{ph} / I_0 + 1) \quad (5)$$

En utilisant les équations (3) à (5), l'équation (1) devient:

$$I = I_{cc} \cdot \left[\alpha - \beta \left(e^{y(V - V_{co} + R_s \cdot I)} \right) \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (6)$$

avec $\alpha = \Psi / 1000$, $\beta = 1 + (R_s / R_{sh})$ et $y = 1 / V_T$.

La température est un paramètre très important dans le comportement des cellules photovoltaïques. En se basant sur le modèle donné par Sukamongkol *et al.* [6], on peut l'intégrer dans l'équation (6):

$$I = I_{cc} \cdot \left[\alpha - \beta \left(e^{y(V - V_{co} + R_s \cdot I)} \right) \right] + \lambda(T - T_{ref}) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (7)$$

où λ est un coefficient caractérisant la variation de puissance en fonction de la température et T_{ref} est la température du module dans les conditions standards.

Pour un système PV fonctionnant en mode de tension fixe, la tension aux bornes du champ de modules est identique à la tension de fonctionnement du système, c'est-à-dire celle des batteries. L'équation de la caractéristique relative à un champ de modules formé par la mise en série de M_s modules et de M_p modules est extrapolée de celle d'un module, et elle est donnée par [1, 5, 7, 8]:

$$I_G = I_{cc} \cdot M_p \cdot \left[\alpha - \beta \left(e^{\frac{y}{M_p} \left(M_s (V - V_{co}) + \frac{M_s R_s I}{M_p} \right)} \right) \right] - \left(\frac{M_s \cdot V + \frac{M_s R_s I}{M_p}}{\frac{R_{sh} M_s}{M_p}} \right) \quad (8)$$

Cette relation n'est valable que si tous les modules, constituant le générateur PV, sont identiques et reçoivent la même irradiation (ayant la même caractéristique I-V).

3. RESULTATS DE LA SIMULATION ET VALIDATION DU MODÈLE

Dans la section précédente, nous avons présenté les bases de la modélisation mathématique du générateur PV. Ce modèle a été développé sous l'environnement Matlab dans lequel différents niveaux de langage de programmation ont été utilisés, puis validé par les données expérimentales obtenues sur le générateur PV du CRAER. Ce générateur PV est composé de 16 modules (Atersa) contenant chacun 36 cellules connectées en série. La puissance crête totale du système est de 1,2 kW_C. La tension optimale du générateur est de 68 V, l'intensité de courant optimal est de 18 A et la surface du générateur est de 8,6 m². La température de fonctionnement normale T_{fn} donnée par le constructeur est de 43 °C.

Dans un premier temps, nous allons présenter les résultats de la simulation d'un panneau photovoltaïque avec les valeurs suivantes des résistances série et parallèle: R_s = 5 Ω et R_{sh} = 700 Ω. Quand l'ensoleillement augmente, l'intensité du courant photovoltaïque croît, les courbes I-V se décalent vers les valeurs croissantes permettant au module de produire une puissance électrique plus importante; les points de puissance maximale sont marqués par un rond (Fig. 2). La caractéristique courant-tension du module fait apparaître un point de puissance maximale dont la tension est proche des 17-18 Volts à 25°C et 1000 W/m², conformément aux données du fabricant. Le photo-courant est donc directement lié au flux lumineux (Eq. (3)).

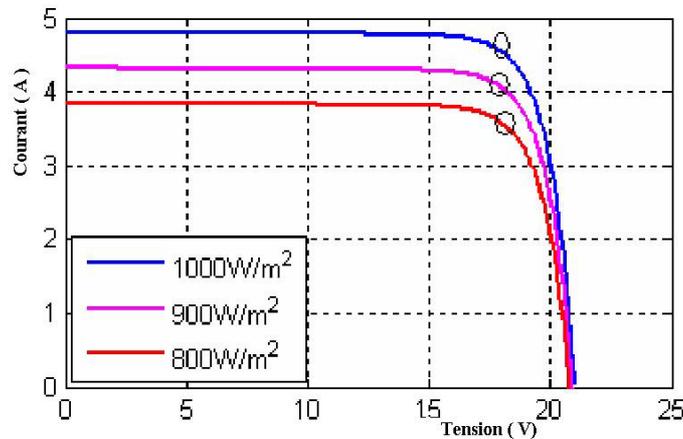


Fig. 2: Caractéristiques I-V d'un module pour différentes irradiances solaires à 25°C

L'évolution de la caractéristique $I-V$ en fonction de la température montre que le courant augmente très rapidement lorsque la température s'élève et engendre une décroissance moins prononcée de la tension de circuit ouvert, (Fig. 3).

Ces résultats sont en contradiction avec ceux de la littérature où on donne généralement une augmentation du photo-courant de l'ordre de $6 \times 10^{-3} \text{ mA}/^{\circ}\text{C}/\text{cm}^2$ et une décroissance de la tension de circuit ouvert de $2,3 \times N_s \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ [1, 2, 9].

Les performances d'une cellule photovoltaïque sont d'autant plus dégradées que R_s est grande ou que R_{sh} est faible. La figure 4 montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique $I-V$. Cette influence se traduit par une diminution de la pente de la courbe $I = f(V)$ dans la zone où le panneau fonctionne comme source de tension, à droite du point de puissance maximum (m sur la figure). La chute de tension correspondante est liée au courant généré par le panneau. L'effet de la résistance série est très faible et ne se fait remarquer que pour une valeur de la résistance parallèle proche de $R_{sh} = 20 \Omega$.

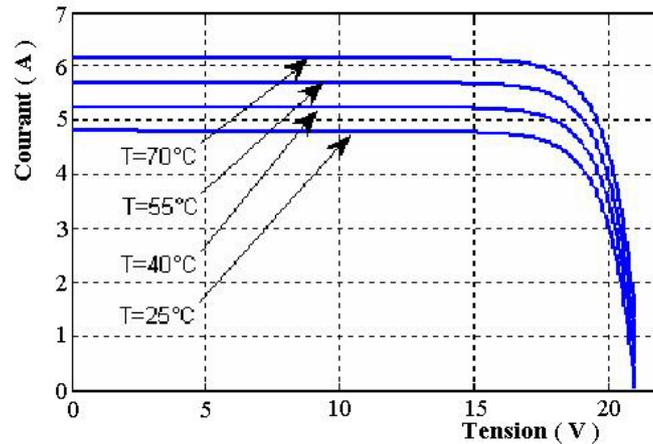


Fig. 3: Caractéristiques $I-V$ d'un module pour différentes températures
($\Psi = 1000 \text{ W}/\text{m}^2$)

Les performances d'une cellule photovoltaïque sont d'autant plus dégradées que R_s est grande ou que R_{sh} est faible. La figure 4 montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique $I-V$. Cette influence se traduit par une diminution de la pente de la courbe $I = f(V)$ dans la zone où le panneau fonctionne comme source de tension, à droite du point de puissance maximum (m sur la figure). La chute de tension correspondante est liée au courant généré par le panneau. L'effet de la résistance série est très faible et ne se fait remarquer que pour une valeur de la résistance parallèle proche de $R_{sh} = 20 \Omega$.

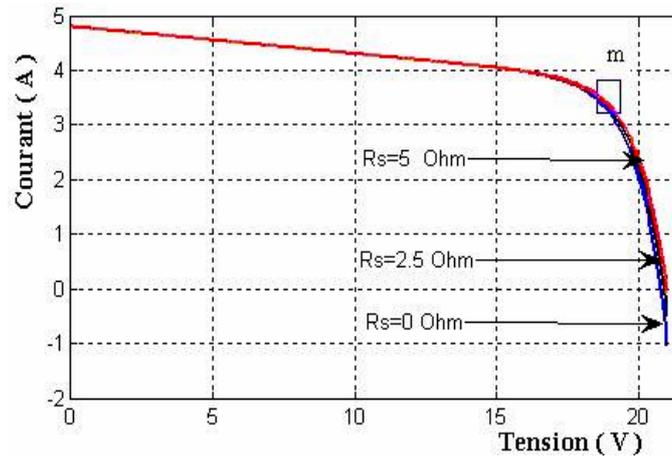


Fig. 4: Influence de la résistance série ($\Psi = 1000 \text{ W/m}^2$, $R_s = 20 \Omega$)

La résistance shunt est liée directement liée au processus de fabrication, et son influence ne se fait sentir que pour de très faibles valeurs du courant (proche du courant de court-circuit). La figure 5 montre que cette influence se traduit par une augmentation de la pente de la courbe I-V du panneau dans la zone correspondant à un fonctionnement comme une source de courant. Ceci provient du fait qu'il faut soustraire du photo-courant, outre le courant direct de diode, un courant supplémentaire variant linéairement avec la tension développée.

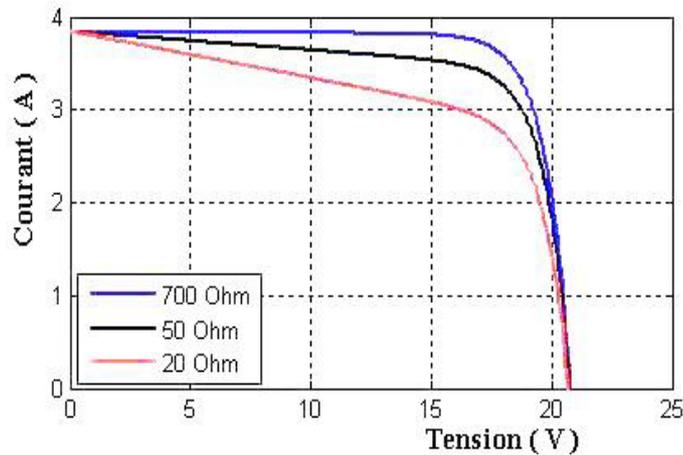


Fig. 5: Influence de la résistance parallèle ($\Psi = 1000 \text{ W/m}^2$, $R_s = 5 \Omega$)

Dans un deuxième temps, nous avons réalisé la simulation pour un générateur photovoltaïque constitué par un groupement mixte composé par la mise en série de $M_s = 4$ modules et de $M_p = 4$ modules en parallèle. La figure 6 illustre la courbe de fonctionnement I-V du générateur où on note un changement d'échelle sur les deux axes. Ainsi, tout ce qui a été dit pour un panneau élémentaire concernant son comportement en fonction du flux lumineux et de la température ou l'influence des

résistances série et parallèle est directement transposable au cas du groupement de modules. Il est à remarquer que compte tenu du mode de fonctionnement en tension fixe, seule la partie correspondante de la courbe I-V n'a pu être mesurée.

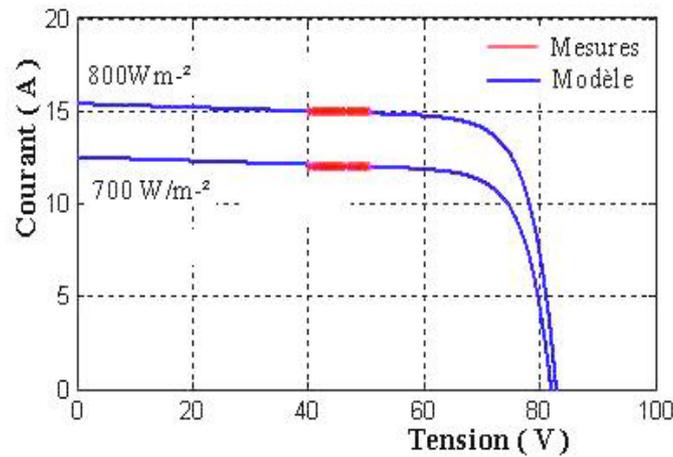


Fig. 6: Caractéristique I-V du générateur photovoltaïque

Notre objectif final a été de vérifier si le modèle était capable de prédire les performances du système PV. Ainsi pour valider le modèle, nous avons choisi trois jours typiques: un jour ensoleillé, un jour avec des passages nuageux et un jour nuageux avec de courtes périodes d'irradiation solaire élevée. L'ensoleillement global et la température ambiante enregistrés pour ces jours sont donnés sur la figure 7. La température ambiante peut descendre jusqu'à environ $25 \text{ }^\circ\text{C}$ la nuit, mais le jour dépendant du niveau d'ensoleillement et des conditions climatiques, elle peut s'élever entre 35 et $38 \text{ }^\circ\text{C}$.

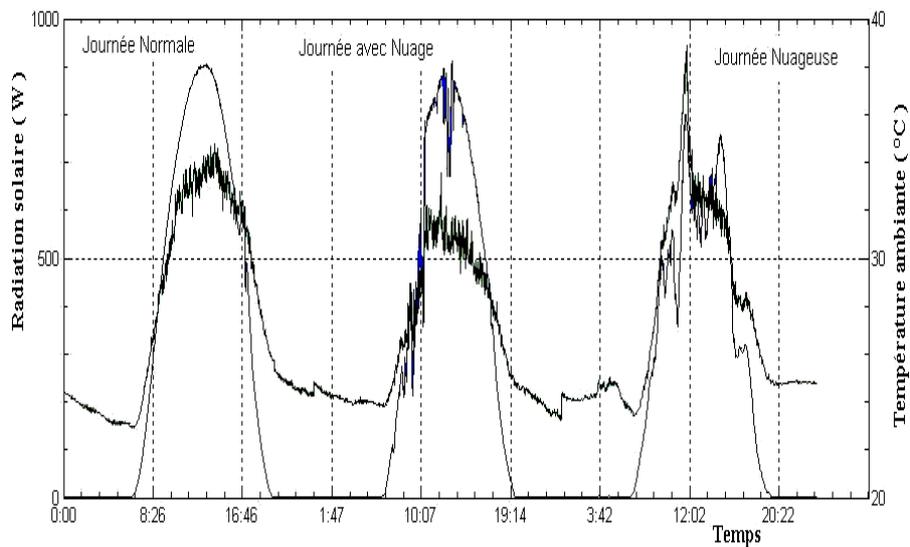


Fig. 7: Variation du rayonnement solaire et de la température ambiante

Nous avons confronté nos résultats de simulation aux données du générateur PV comparées aux valeurs mesurées (Fig. 8). Nous constatons un bon accord pour une journée d'ensoleillement normal. En revanche des écarts plus ou moins prononcés sont constatés pour les journées nuageuses.

Ces écarts peuvent s'expliquer par une mauvaise estimation de la valeur de la température des cellules par le modèle. Le phénomène de convection de l'air ambiant, l'inertie thermique et/ou un mauvais emplacement du senseur thermique peuvent entraîner un retard entre la température ambiante mesurée utilisée pour prévoir la température de la cellule et la température réelle.

En effet, on peut même remarquer que pour la journée normale, le point de température maximale est légèrement décalé par rapport au point de l'irradiation solaire maximale survenant généralement à midi (soleil au zénith).

Ainsi, les changements rapides de l'irradiation solaire provoqués par les passages nuageux entraînent une modification brusque de la température ambiante, il peut donc exister un déphasage entre la valeur enregistrée de la température ambiante et sa valeur réelle instantanée, et les valeurs utilisées dans le modèle peuvent ne pas correspondre avec les valeurs réelles instantanées.

La comparaison des résultats est facilitée par la mise en place d'un coefficient de corrélation linéaire R^2 [10]:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum (x_i - \hat{x}_i)^2}{\sum (x_i - \bar{x}_i)^2} \quad (8)$$

avec:

- x_i représente les données mesurées du courant du générateur photovoltaïque,
- \bar{x} est la moyenne arithmétique des données mesurées,
- \hat{x}_i est la valeur du courant prévue par le modèle de simulation.

Les coefficients de corrélation obtenus pour ces trois jours sont respectivement 0.99, 0.93 et 0.88. Nous remarquons que la journée d'ensoleillement normal a le coefficient de corrélation le plus élevé. Toutefois les valeurs élevées du coefficient de corrélation témoignent de la qualité du modèle proposé dans cette étude pour prévoir la performance des générateurs PV.

4. CONCLUSION

Les performances d'un générateur PV sont fortement influencées par les conditions climatiques, particulièrement l'irradiation solaire et la température du module PV. Dans cette étude, nous avons utilisé le modèle empirique à une diode pour simuler le fonctionnement des modules PV pour différentes conditions d'ensoleillement et de température. Le principal intérêt de ce modèle réside dans sa simplicité et sa facilité de mise en œuvre à partir des caractéristiques techniques données du constructeur.

Nous avons confronté nos résultats de simulation à des données provenant de trois profils d'ensoleillement sur le site de Nouakchott: un jour ensoleillé, un jour avec des passages nuageux et un jour nuageux.

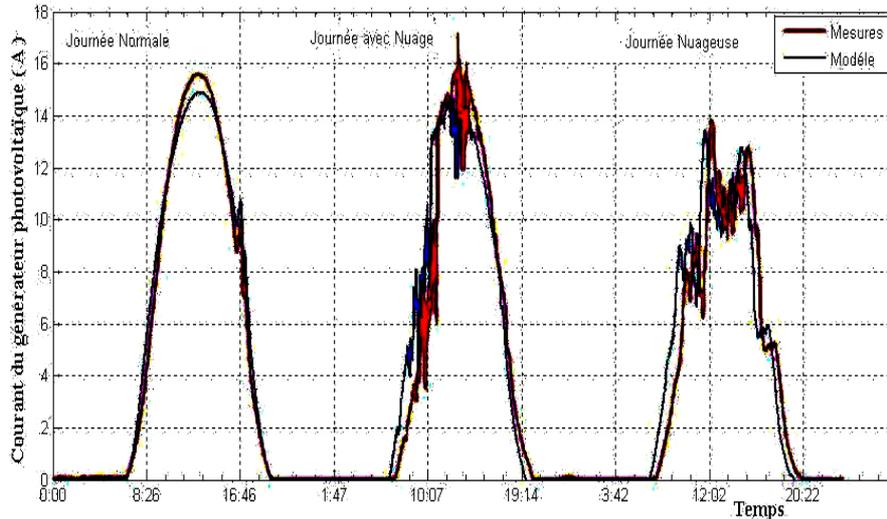


Fig. 8: Comparaison entre les valeurs mesurées et simulées du photo-courant

Un bon accord entre les données expérimentales mesurées et les données simulées a été observé pour ces trois journées. Ce constat témoigne de la qualité du modèle proposé dans cette étude.

L'outil présenté ici a l'avantage d'être modulaire, ce qui lui permet d'analyser et d'optimiser le fonctionnement global du système pour différentes charges électriques en fonction des données météorologiques du site et donc une meilleure compréhension des systèmes PV isolés.

NOMENCLATURE

I	Courant du module PV, (A)	T	Température du module, (K)
I_{cc}	Courant de court circuit, (A)	T_a	Température ambiante, (K)
I_0	Courant de saturation inverse de la diode, (A)	T_{fn}	Température de fonctionnement normale du module, (K)
I_G	Courant du générateur PV, (A)	V	Tension aux bornes du module, (V)
I_{ph}	Photo-courant du module, (A)	V_{co}	Tension de circuit ouvert, (V)
k	Constante de Boltzmann, $1,38.10^{-23}$ J/K	V_T	Tension thermique, (V)
M_p	Nombre de modules en parallèle	x_i	Valeurs mesurées du courant du générateur photovoltaïque
M_s	Nombre de modules en série	\hat{x}_i	Valeurs du courant prévues par le modèle de simulation
n	Facteur d'idéalité de la diode	\bar{x}	Moyenne arithmétique des valeurs mesurées du courant
N_s	Nombre de cellules en série	y	Inverse de la tension thermique, (V ⁻¹)
q	Charge de l'électron, ($1,6 \times 10^{-19}$ C)	α	Coefficient de variation linéaire

	¹⁹ C)		du courant de court-circuit
R _s	Résistance série, (Ω)	β	Paramètre du module photovoltaïque
R _{sh}	Résistance parallèle, (Ω)	ψ	Irradiation solaire globale, (W/m ²)
R ²	coefficient de corrélation	λ	Coefficient caractérisant la variation de puissance en fonction de la température

REFERENCES

- [1] E. Lorenzo, '*Solar Electricity: Engineering of Photovoltaic System*', Progensa, Sevilla, 1994.
- [2] T. Markvart, '*Solar Electricity*', John Wiley & Sons, Chichester, 1994.
- [3] J. Nelson, '*The Physics of Solar Cells*', Imperial College Press, 2003.
- [4] W. De Soto, S.A. Klein and W.A. Beckman, '*Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance*', Solar Energy, Vol. 80, N°1, pp.78 - 88, 2006.
- [5] V Badescu, '*Single Optimization Procedure for Silicon-Based Solar Cell Interconnection in a Series-Parallel PV Module*', Energy Conversion and Management, Vol. 47, N°9-10, pp. 1146 - 1158, 2006.
- [6] Y. Sukamongkol, S. Chungpaibulpatana and W. Ongsakul, '*Simulation Model for Predicting the Performance of a Solar Photovoltaic System with Alternating Current Loads*', Renewable Energy, Vol. 27, N°2, pp. 237 - 258, 2002.
- [7] A. Benatlallah and R Mostefaoui, '*Logiciel de Simulation P.V*', Rev. Energ. Ren. - Zones Arides, pp. 55 - 61, 2002.
- [8] A. Mellit, M. Benghanem and S.A. Kalogirou, '*Modeling and Simulating of a Stand-Alone Photovoltaic System Using an Adaptive Artificial Neural Network: Proposition for a New Sizing Procedure*', Renewable Energy, Vol. 32, N°2, pp. 237 - 258, 2007.
- [9] Y. Pankow, '*Etude de l'Intégration de la Production Décentralisée dans le Réseau Basse Tension. Application au Générateur Photovoltaïque*', Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Lille, 2004.
- [10] W. Zhou, H. Yang and Z. Fang, '*A Novel Model for Photovoltaic Array Performance Prediction*', Applied Energy, Vol. 84, N°12, pp. 1187 - 1198, 2007.