

# **Modélisation et simulation de systèmes photovoltaïques autonomes au Burkina Faso : optimisation du dimensionnement**

Jacques Marie Ilboudo, Sosthène Tassembedo, Zacharie Koalaga et Francois Zougmore

Laboratoire de Matériaux et Environnement, Département de Physique, UFR/SEA, Université de Ouagadougou, 03 BP 7021 Ouagadougou 03, Burkina Faso.

## **RESUME :**

La demande mondiale d'électricité est essentiellement produite à partir de ressources fossiles et nucléaire (charbon, pétrole, uranium...) qui non seulement sont non renouvelables et polluantes mais aussi contribuent au réchauffement de la planète [1]. Pour faire face à ces différents problèmes, le développement des sources d'énergies renouvelables comme l'énergie solaire s'avère nécessaire et bénéfique du fait de leur disponibilité locale et du coût nul de la matière première (le soleil par exemple) pour les pays africains comme le Burkina Faso [2]. Cependant, la conversion de cette énergie solaire en énergie électrique nécessite l'utilisation de dispositifs de conversion tels que les systèmes photovoltaïques (PV) qui demeurent relativement coûteux dans les pays africains qui sont simplement importateurs de ces technologies.

Pour contribuer à améliorer ces moyens de production d'énergie électrique et favoriser leur intégration, nous effectuons dans cet article un travail de modélisation et de simulation d'un système photovoltaïque autonome type au Burkina Faso. L'objectif de cette étude est de déterminer le fonctionnement optimal du système PV autonome et de préciser également l'influence de certains paramètres comme la température sur sa productivité.

Ainsi, nous caractérisons les composants du système PV autonome par de modèles mathématiques simples et réalistes [3-10]. Nous effectuons ensuite une simulation du système avec le logiciel Maple en considérant deux surfaces différentes de champ de modules PV ( $5,4 \text{ m}^2$  et  $6,47 \text{ m}^2$ ) et en utilisant des données météorologiques réelles et théoriques. Une simulation horaire avec une perturbation nuageuse est faite. L'impact de la charge et de la température sur la productivité des modules PV est également abordé. Les résultats de la simulation montrent que le champ de modules de  $5,4 \text{ m}^2$  de surface permet d'avoir un fonctionnement optimal du système PV malgré une surface réduite et peut conduire ainsi à des économies substantielles sans entrainer de pertes de services.

## **I. INTRODUCTION**

L'augmentation des coûts des énergies fossiles dans le monde et particulièrement dans les pays de la zone sahéenne rend difficile l'accès à l'énergie pour la majorité de la population. Cette augmentation des coûts associée à la faible densité des populations dans les zones rurales freinent le développement des réseaux électriques nationaux. Cependant, ces pays sahéens dont fait partie le Burkina Faso disposent d'un potentiel solaire important qui peut permettre de répondre à leurs besoins énergétiques. La conversion de cette énergie solaire en énergie électrique nécessite l'utilisation de dispositifs de conversion qui demeurent relativement très coûteux. Ces dispositifs appelé systèmes photovoltaïques sont des ensembles de constituants permettant de fournir un service mécanique, thermique,..., à partir du rayonnement solaire.

Quelque soit le système photovoltaïque, il est composé de deux grands éléments à savoir : un générateur qui produit l'énergie électrique et la charge qui est l'organe destinataire de cette énergie. Le générateur est constitué, selon les cas, des composants suivants [2-5, 7, 8] :

- un champ de modules PV qui est la source productrice de l'électricité ;
- un régulateur ;
- un système de stockage ;
- un onduleur.

Pour apporter notre pierre à l'amélioration de ce moyen de production d'énergie électrique, nous abordons dans ce travail, une étude de modélisation et de simulation d'un système photovoltaïque autonome. Le système PV considéré comporte tous les éléments cités ci-dessus. L'objectif de cette étude est d'évaluer le comportement du système PV à tout instant en prenant en compte l'influence d'un certain nombre de paramètres météorologiques et techniques afin de déterminer les conditions de fonctionnement optimal à moindre coût. Ainsi, nous avons retenu deux surfaces différentes de champ de modules pour effectuer la simulation.

## II. MODELISATION DU SYSTEME PV

En rappel, le système PV retenu pour l'étude est composé d'un champ de modules PV, d'un régulateur, d'un système de stockage, d'un onduleur et d'une charge. Nous déterminons pour chaque composant du système un modèle simple, mais réaliste. L'ensoleillement qui est le paramètre d'entrée principale est aussi modélisé.

### II. 1 Modèle du champ de modules PV

Le champ de modules est composé de  $N_p$  branches de modules, chacune étant constituée de  $N_s$  modules en série. Chaque module PV est aussi une association de  $N_{cp}$  branches de  $N_{cs}$  cellules PV en série. Le schéma équivalent du module PV et par conséquent du champ de modules se déduit de celui d'une cellule PV représenté sur la figure 1 ci-dessous [2].

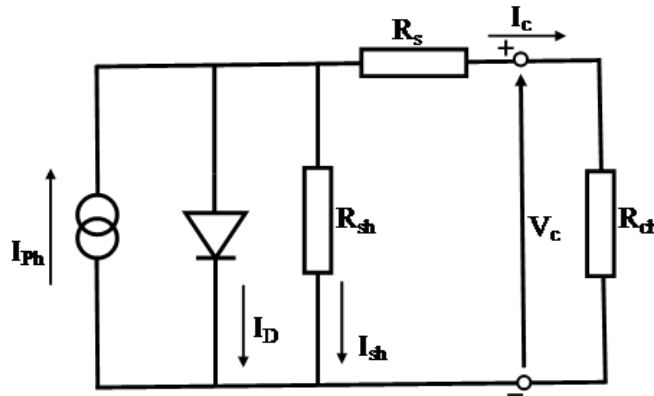


Fig. 1: Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

En utilisant la loi des nœuds sur cette figure, l'intensité du courant  $I_c$  délivré par la cellule PV en fonction de la tension  $V_c$  à ses bornes est donnée par relation suivante [2, 10] :

$$I_c = I_{ph} - I_s \times \left[ \exp\left(\frac{V_c + I_c \times R_s}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_c + I_c \times R_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

où  $I_{ph}$  est le photo-courant,  $V_t$  est la tension thermique et  $I_s$  le courant de saturation inverse de la diode. Les grandeurs  $I_{ph}$ ,  $V_t$  et  $I_s$  sont données dans les formules ci-dessous [11, 12] :

$$V_t = \frac{k \times n \times T_c}{q} \quad (2)$$

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \times I_{phref} + \mu_{Icc} \times (T_c - T_{cref}) \quad (3)$$

$$I_s = I_{sref} \times \left(\frac{T_c}{T_{cref}}\right)^3 \times \exp\left[\left(\frac{q \times E_{Gap}}{n \times k}\right) \times \left(\frac{1}{T_{cref}} - \frac{1}{T_c}\right)\right] \quad (4)$$

Les différents paramètres figurant dans ces équations sont définis en annexe.

Pour le module, la relation entre le courant I délivré et la tension V à ses bornes s'écrit :

$$\frac{I}{N_{cp}} = I_{ph} - I_s \times \left[ \exp\left(\frac{\frac{V}{N_{cs}} + \frac{I}{N_{cp}} \times R_s}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{\frac{V}{N_{cs}} + \frac{I}{N_{cp}} \times R_s}{R_{sh}} \quad (5)$$

$N_{cs}$  est le nombre de cellules branchées en série et  $N_{cp}$  le nombre de branches de cellules.

L'application de la méthode de l'optimisateur de Lagrange sur l'équation (5) dans le logiciel Maple permet de déterminer l'intensité optimale  $I_{op}$  et la tension optimale  $V_{op}$  du module. Ainsi, on écrit :

$$L(I, V, \alpha) = V \times I + \alpha \times \left[ I_{ph} - \frac{I}{N_{cp}} - I_s \times \left[ \exp\left(\frac{\frac{V}{N_{cs}} + \frac{I}{N_{cp}} \times R_s}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{\frac{V}{N_{cs}} + \frac{I}{N_{cp}} \times R_s}{R_{sh}} \right] \quad (6)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial I} L(I, V, \alpha) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial V} L(I, V, \alpha) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial \alpha} L(I, V, \alpha) = 0 \end{cases} \quad (7)$$

L et  $\alpha$  représentent respectivement la fonction et le coefficient de Lagrange.

La résolution de ce système de trois équations et à trois inconnus à l'aide du logiciel Maple fournit les expressions de  $I_{op}$  et  $V_{op}$  données par les équations 8 et 9 :

$$I_{op} = \frac{(I_{ph} - I_s \times \exp(Z) + I_s) \times N_{cp} \times R_{sh} \times (I_s \times \exp(Z) \times R_{sh} + V_t)}{2 \times V_t \times R_{sh} + 2 \times R_s \times V_t + I_s \times (R_{sh}^2 + 2 \times R_{sh} \times R_s) \times \exp(Z)} \quad (8)$$

$$V_{op} = \frac{(I_{ph} - I_s \times \exp(Z) + I_s) \times R_{sh} \times N_{cs} \times (I_s \times R_s \times \exp(Z) \times R_{sh} + R_s \times V_t + R_{sh} \times V_t)}{2 \times V_t \times R_{sh} + 2 \times R_s \times V_t + I_s \times (R_{sh}^2 + 2 \times R_{sh} \times R_s) \times \exp(Z)} \quad (9)$$

où Z est la solution de l'équation non linéaire suivante :

$$\begin{aligned} & -Z \times R_{sh}^2 \times V_t \times I_s \times \exp(Z) - 2 \times V_t^2 \times Z \times R_{sh} - 2 \times Z \times I_s \times V_t \times \exp(Z) \times R_{sh} - 2 \times R_s \times Z \times V_t^2 \\ & + 2 \times R_{sh}^2 \times I_{ph} \times I_s \times R_s \times \exp(Z) + 2 \times V_t \times I_{ph} \times R_{sh} \times R_s + V_t \times I_{ph} \times R_{sh}^2 \\ & + 2 \times R_{sh}^2 \times R_s \times I_s^2 \times \exp(Z) - 2 \times R_{sh}^2 \times R_s \times I_s^2 \times \exp(2Z) + 2 \times V_t \times I_s \times R_{sh} \times R_s \\ & - 2 \times I_s \times V_t \times R_s \times \exp(Z) \times R_{sh} - R_{sh}^2 \times V_t \times I_s \times \exp(Z) + V_t \times I_s \times R_{sh}^2 = 0 \end{aligned} \quad (10)$$

Ainsi, pour le champ de modules PV, les expressions du courant optimal  $I_{s\_op}$  et de la tension optimale  $V_{s\_op}$  sont obtenues par les équations (11) et (12).

$$I_{s\_op} = N_p \times I_{op} \quad (11)$$

$$V_{s\_op} = N_s \times V_{op} \quad (12)$$

La puissance optimale  $P_{s\_op}$  fournie par le champ de module PV s'écrit alors :

$$P_{s\_op} = I_{s\_op} \times V_{s\_op} \quad (13)$$

Le rendement  $\eta$  du champ de module est donné par l'équation suivante :

$$\eta = \frac{P_{s\_op}}{S \times G} \quad (14)$$

avec G l'irradiation et S la surface de captation du champ de modules.

Le tableau 1 ci-dessous fourni les paramètres du module PV nécessaires pour la simulation.

Tableau 1 : Données du module PV

Paramètre	$\mu_{I_{cc}}$	$R_{sh}$	$R_s$	$I_{sref}$	$n$	$E_{gap}$	$N_{cs}$	$N_{cp}$
Valeur	2,6 mA/°C	500 Ohm	0,2 Ohm	43 nA	1,3	1,12 ev	60 cellules	1
Paramètre	$G_{ref}$	$T_{cref}$	$I_{cc}$	$I_{op}$	$V_{op}$	$P_{op}$	$V_{co}$	
Valeur	1000 W/m <sup>2</sup>	25 °C	5,29 A	4,98 A	30,2 V	150 W	37,3 V	

## II.2. Modèle du régulateur de charge/décharge

Le régulateur est modélisé par son rendement  $\eta_{re}$  qui est souvent comprise entre 0,90 à 0,95 [2, 3].

## II.3. Modèle de la batterie de stockage

La batterie est l'élément qui permet de stocker l'énergie produit par le champ PV afin d'assurer à la charge un fonctionnement continue en toutes périodes de la journée ou de l'année. Elle peut être caractérisée par sa capacité donnée par la relation [2, 10] :

$$C_b = \frac{E_{b,\Delta t} \cdot n_{\Delta t}}{U_b \cdot \eta_b \cdot DOD_M \cdot (1 - \Delta T\%)} \quad (14)$$

où :  $n_{\Delta t}$  est la durée d'autonomie (j),  $E_{b,\Delta t}$  est l'énergie fournie par le système de stockage pendant la période  $\Delta t$  (Wh),  $DOD_M$  est le seuil de profondeur de décharge maximale autorisée de l'ordre de 66% ,  $U_b$  est la tension aux bornes de la batterie et  $\Delta T$  est la variation de la température. La capacité de la batterie est donc fortement influencée par la température.

## II.4. Modèle de l'onduleur

Le convertisseur est un élément essentiel du système PV et sa modélisation permet de suivre l'évolution de la puissance délivrée à sa sortie. Le convertisseur est souvent modélisé suivant son rendement donné par la relation suivante [13] :

$$\eta = \frac{\frac{P_s}{P_{nom}}}{\frac{P_s}{P_{nom}} + n_o + m \times \left(\frac{P_s}{P_{nom}}\right)^2} \quad (15)$$

$$n_o = \frac{\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}}}{99} - 9 \quad (16)$$

$$m = \frac{1}{\eta_{100}} - n_o - 1 \quad (17)$$

$\eta_{10}$  et  $\eta_{100}$  représentent respectivement le rendement à 10% et à 100% de la puissance nominale  $P_{nom}$  et  $P_s$  est la puissance de sortie.  $n_o$  représente les pertes à vide du convertisseur et  $m$  est la perte résistive du convertisseur.

## II.5. Modèle de la charge

La charge alimentée par le système PV étudié fonctionne 12 heures par jour et nécessite une puissance instantanée constante de 222,5 W, soit une énergie journalière de 2670 Wh/j.

## II.6. Modèle des données météorologiques de l'étude

Le comportement du système dépendant fortement de l'ensoleillement, nous avons effectué des travaux de recherche sur les données météorologiques de la région ou de la localité d'implantation du système PV. Les données météorologiques obtenues sont celles de Ouagadougou aéroport. Ces données se composent de l'ensoleillement journalier moyen, de la température moyenne maximale et de la durée d'ensoleillement par jour. Ces données couvrent les années 2004 à 2008.

Pour une utilisation aisée des données d'ensoleillement, nous avons utilisé le logiciel Matlab pour obtenir une fonction les reproduisant au mieux. Parmi les nombreuses fonctions disponibles dans Matlab, la fonction exponentielle donne une allure correcte de l'évolution de l'ensoleillement journalier. L'expression générale de cette fonction est la suivante :

$$G(j) = \sum_{i=1}^4 a_i \times \exp\left(-\left(\frac{j-b_i}{c_i}\right)^2\right) \quad (18)$$

où  $j$  représente le numéro du jour dans le mois.

Les différents coefficients de la fonction sont donnés dans le tableau 2 :

Tableau 2 : Valeurs des coefficients de la fonction exponentielle

Coefficients	$a_1$	$b_1$	$c_1$	$a_2$	$b_2$	$c_2$	$a_3$	$b_3$	$c_3$	$a_4$	$b_4$	$c_4$
Valeurs	1388	15,54	1,687	4246	24,78	9,796	4084	2,8	12,49	931,1	11,87	2,12

## III. Simulation du système PV

### III.1. Condition de simulation

La simulation est effectuée d'une part avec un champ PV de 6,47 m<sup>2</sup> de surface soit une puissance crête de 900 Wc et d'autre part avec un champ PV de 5,4 m<sup>2</sup> de surface correspondant à une puissance crête de 750 Wc. Le champ est incliné avec un angle de 15° par rapport à l'horizontale.

Pour la simulation, nous fixons les valeurs des rendements du régulateur de l'onduleur et des batteries à 0,9, 0,96 et 0,85 respectivement [2, 10]. La température considérée est de 32 °C en tenant compte de l'étude effectuée sur les données météorologiques de Ouagadougou. Avec la charge considérée, le dimensionnement donne une capacité du système de stockage de 400 Ah pour une tension de 24 V.

Le programme de simulation a été réalisé à l'aide Maple. Il est décrit globalement par le diagramme donné sur la figure 2 qui indique les grandes étapes.

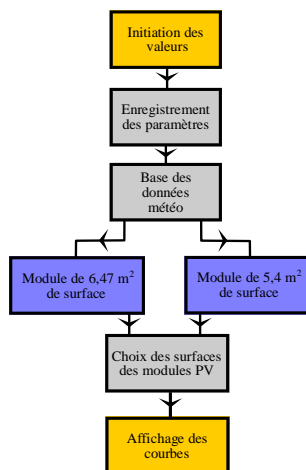


Fig. 2 : Diagramme du programme de la simulation

## III.2. Résultats et discussion

Obtenir plus de précisions sur la performance du système PV est l'objectif majeur de cette étude. Ainsi, à partir du programme réalisé sous Maple, nous avons étudié le comportement du système compte tenu de l'ensoleillement, de la température et de la charge.

### III.2.1. Résultats de simulation de l'ensoleillement du site

Sur la figure 3, nous donnons l'évolution de l'ensoleillement moyen journalier pour le mois le plus défavorable pour Ouagadougou des années 2004 à 2008 et ainsi celle obtenue par lissage. La concordance est très bonne comme l'atteste l'écart type qui est de 0,96. Par la suite, nous utiliserons la fonction exponentielle définie dans la partie modélisation pour obtenir l'ensoleillement et réaliser la simulation du fonctionnement du système PV.

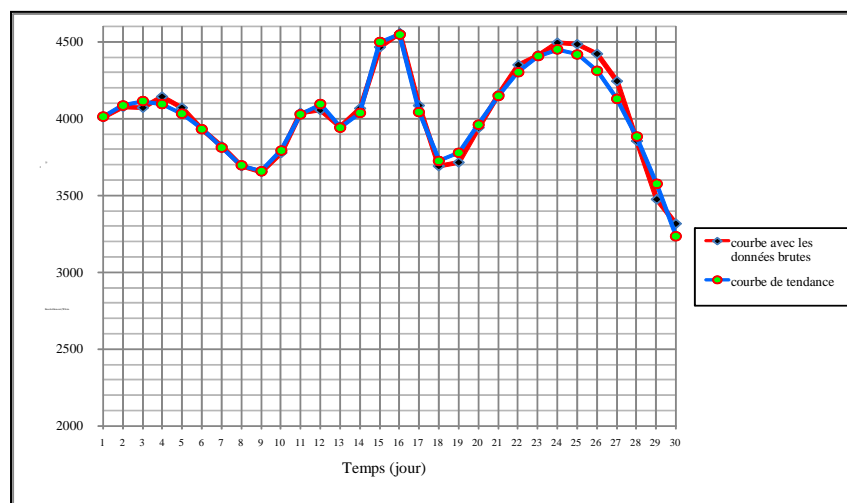


Fig. 3 : Evolution de l'ensoleillement moyen journalier réel et lissage par la fonction exponentielle

Afin d'étudier le comportement journalier du système, nous avons reproduit l'évolution horaire de l'ensoleillement à Ouagadougou à l'aide d'un programme conçu sur Maple. A titre d'exemple, la figure 4 donne l'évolution horaire de l'irradiation pour une journée bien ensoleillée avec une perturbation nuageuse intervenue entre 11h à 12h.

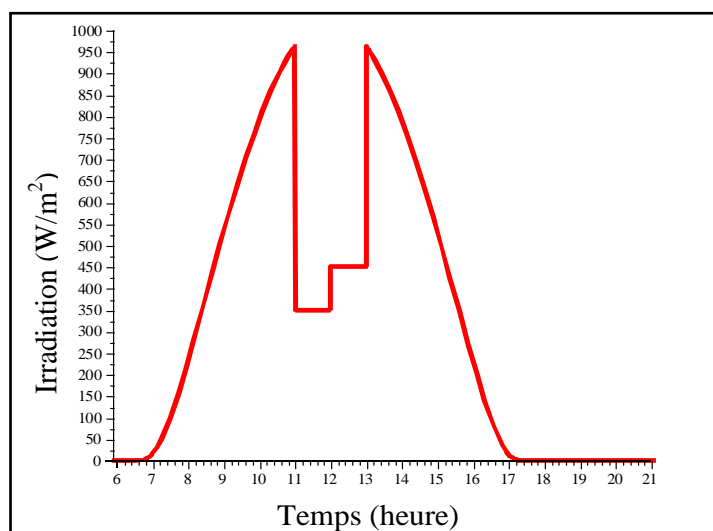
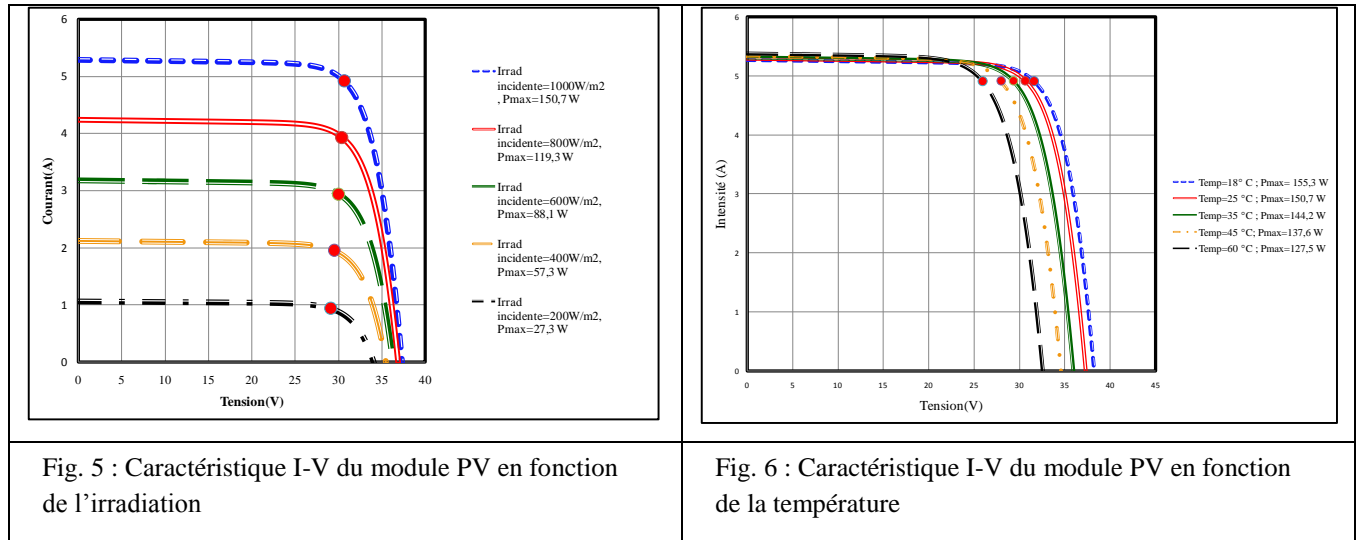


Fig. 4 : Evolution horaire de l'ensoleillement avec perturbation nuageuse

### III.2.2. Résultats de simulation et analyses des performances des modules PV

Le champ de modules étant une association série – parallèle de modules, l'étude ses performances se déduit aisément de celle des modules qui le constitue à partir des équations (11) à (14). Ainsi, les figures 5 et 6 donnent respectivement l'évolution de la caractéristique I-V des modules utilisés en fonction de l'irradiation et de la température.



Sur la figure 5, nous remarquons que l'augmentation de l'irradiation entraîne celle de la production du module PV. Par contre l'augmentation de la température, illustrée sur la figure 6, présente un effet négatif sur le point de puissance optimale du module PV. En effet, l'augmentation de la température favorise la recombinaison des porteurs de charge et réduit ainsi la puissance optimale.

La température au Burkina Faso étant constamment supérieure à 25°C toute l'année, le choix des modules PV doit être effectué en tenant compte du coefficient de température pour le courant en court circuit. Cela est remarquable à partir des figures 7 et 8 qui donnent respectivement l'influence de l'irradiation et de la température sur le rendement du module PV et celle du coefficient de température du courant de court circuit sur la puissance du module PV. La figure 7 confirme que plus la température est élevée, plus le rendement des modules baisse. La figure 8 montre que lorsque le coefficient de température de courant en court circuit est élevé, l'effet négatif de l'augmentation de la température sur la production du module PV diminue.

La mise en évidence de l'effet de la résistance de charge sur la performance du module PV est faite sur les figures 9 et 10. La figure 9 montre l'évolution de la tension et du courant du module PV en fonction de la résistance de charge. Quant à la figure 10, elle donne l'évolution de la puissance du module PV en fonction de la résistance de charge. L'observation de ces figures 9 et 10 indique que la résistance de charge optimale est située autour de 6,25  $\Omega$ .

Les figures 11 et 12 montrent respectivement l'évolution de la puissance d'une part en fonction de la résistance de charge et de l'irradiation et d'autre part en fonction de la résistance et de la température. A travers ces deux figures, nous remarquons que l'augmentation de la température ou de l'irradiation provoque une diminution de la résistance de charge optimale correspondant aux points de puissance optimale. Ces résultats viennent confirmer les observations faites par rapport aux figures 5 et 6.

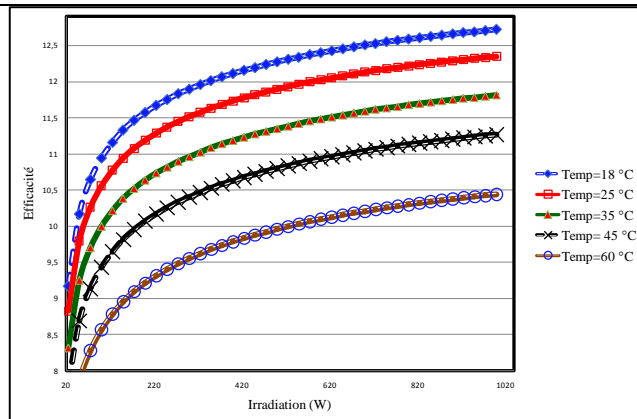


Fig. 7 : Influence de l'irradiation et de la température sur le rendement du module PV

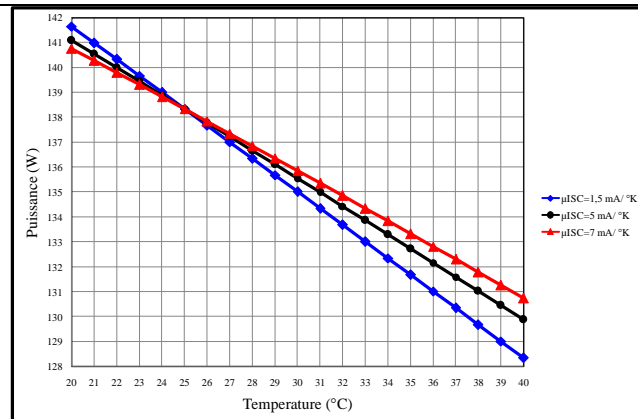


Fig. 8 : Influence du coefficient de température du courant de court circuit sur la puissance du module PV

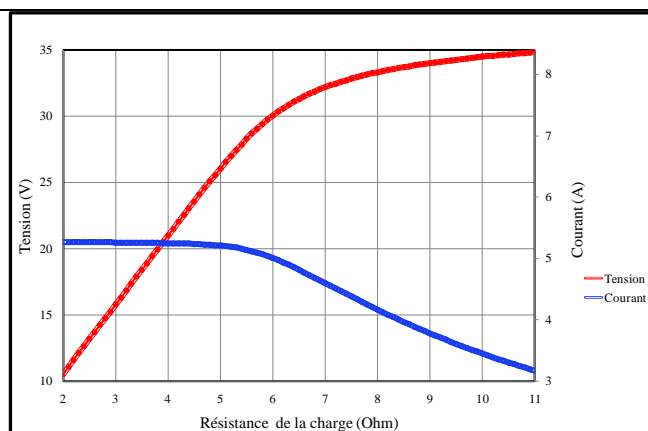


Fig. 9 : Evolution de la tension et du courant du module PV en fonction de la résistance de charge

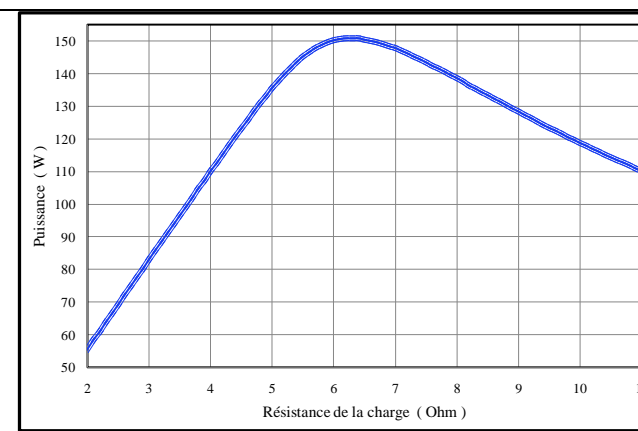


Fig. 10 : Evolution de la puissance du module PV en fonction de la résistance de charge

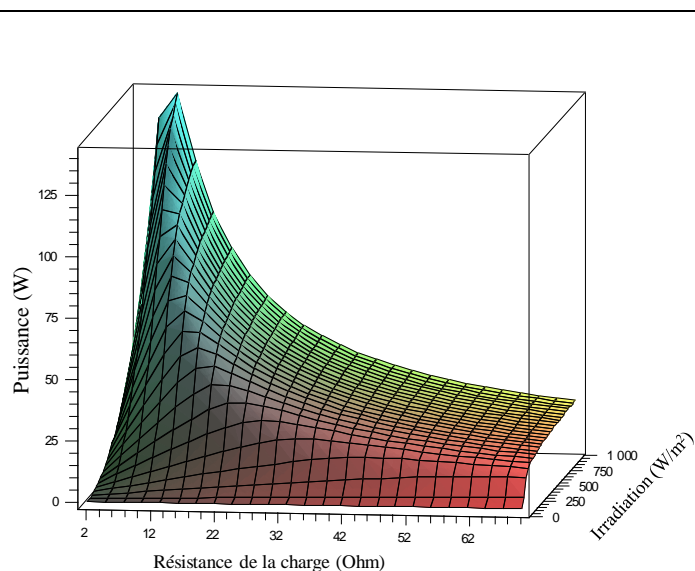


Fig. 11 : Evolution de la puissance du module PV en fonction résistance de la charge et de l'irradiation

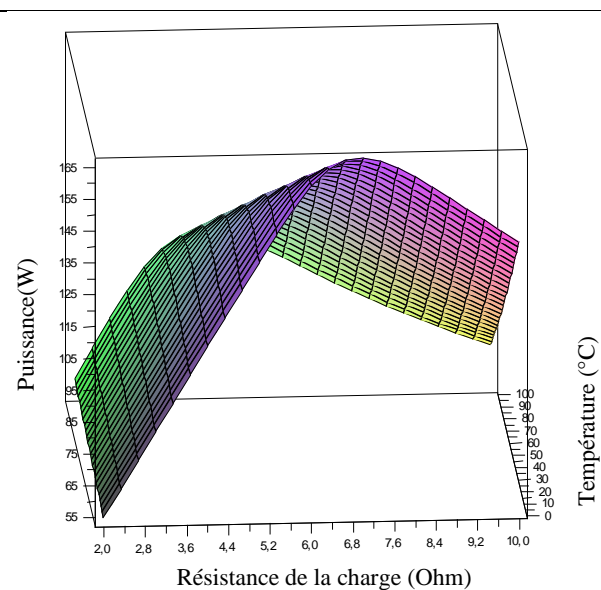


Fig. 12 : Evolution de la puissance du module PV en fonction résistance de la charge et de la température



Les performances de deux champs de modules étudiés sont alors déterminées en considérant les équations (11) à (14) avec  $N_p = 5$  ou 6. Connaissant les caractéristiques des champs PV, nous avons alors simulé le fonctionnement global du système PV.

### III.2.2. Résultats de simulation du fonctionnement global du système PV

Dans un premier temps, nous avons effectué la simulation du fonctionnement global du système PV avec les données météorologiques réelles lissées par une fonction exponentielle déterminées dans la partie modélisation. Les figures 13 et 15 présentent les courbes obtenues. Ces courbes montrent que les systèmes PV correspondant respectivement aux champs de 900 Wc et 750 Wc fonctionnent tous deux correctement. Les graphiques des figures 14 et 16 mettent en évidence l'évolution de la profondeur de décharge de la batterie de stockage pour les champs PV. Elles montrent que la batterie de stockage du système PV de 900 Wc est moins sollicitée par rapport à celle du système PV de 750 Wc. Au vu de ces résultats et du coût d'investissement, le système PV de 750 Wc est celui qui sied car il assure un fonctionnement optimal de la charge à moindre coût. La puissance crête de 750 Wc est obtenue en dimensionnant le système avec un ensoleillement de  $6 \text{ kWh/j/m}^2$  et celle de 900 Wc avec  $5 \text{ kWh/j/m}^2$ . Une étude effectuée par M. Waongo [14] montre qu'un dimensionnement optimal des systèmes PV au Burkina Faso peut être obtenu en considérant un ensoleillement de  $6 \text{ kWh/j/m}^2$ .

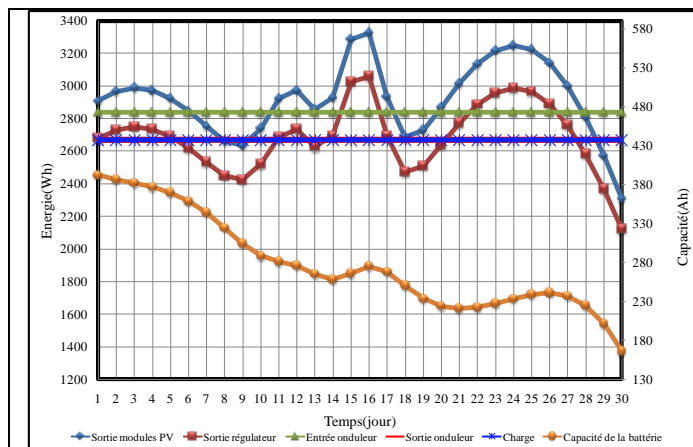


Fig. 13 : Comportement du système PV avec le champ PV de 750 Wc

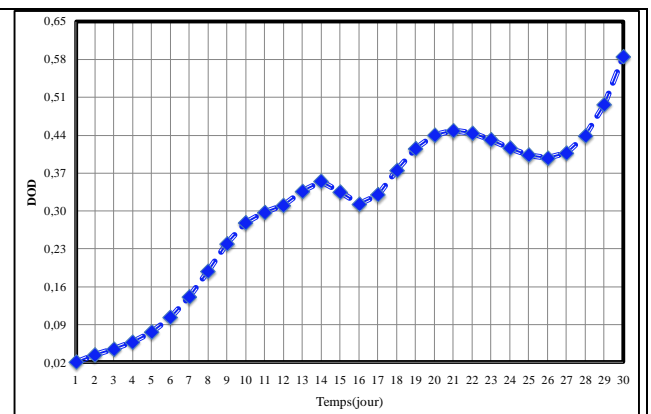


Fig. 14 : Variation de la profondeur de décharge de la batterie avec le champ PV de 750 Wc

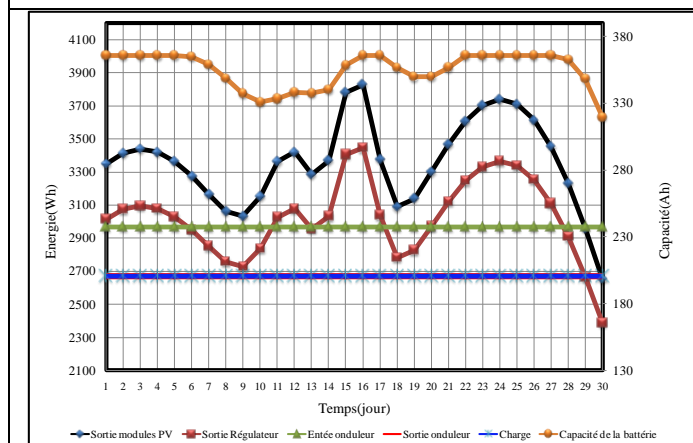


Fig. 15 : Comportement du système PV avec le champ PV de 900 Wc

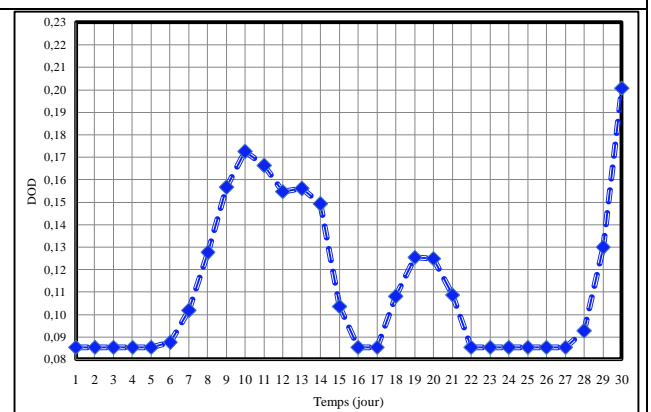


Fig. 16 : Variation de la profondeur de décharge de la batterie avec le champ PV de 900 Wc

Dans un deuxième temps, nous avons réalisé une simulation qui permet d'étudier le comportement horaire du système PV de 750 Wc ( $5.4 \text{ m}^2$ ) avec une perturbation nuageuse. Les figures 17 et 18 donnent les résultats obtenus. Elles montrent une couverture suffisante de la charge en énergie malgré la perturbation nuageuse intervenue entre 11 h et 12 h et la réduction de la surface du champ de modules. L'insuffisance d'ensoleillement sur la figure est compensée par le système de stockage. La figure 18 met plus en exergue cette contribution de la batterie de stockage.

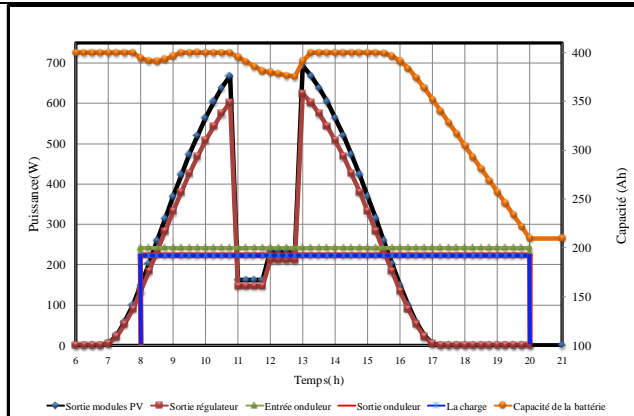


Fig. 17 : Comportement du système avec une perturbation nuageuse

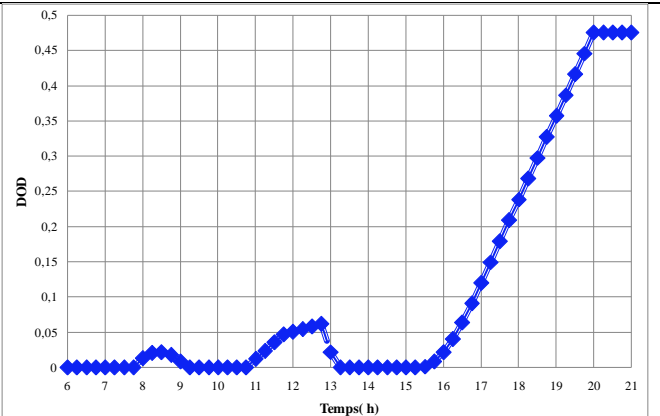


Fig. 18 : Variation de la profondeur de décharge de la batterie avec dans le cas de la simulation horaire

#### IV. Conclusion

Dans cet article, nous avons étudié le comportement d'un système photovoltaïque autonome en caractérisant chacun de ses composants par un modèle mathématique adéquat afin de déterminer les conditions de fonctionnement optimal. Les paramètres influents retenus sont : l'irradiation, la température, la résistance de charge et aussi le coefficient de température de courant en court circuit. Les résultats de simulation montrent que l'augmentation de la température entraîne une baisse de la productivité des modules PV. Par contre l'augmentation de l'irradiation induit une évolution positive de la production.

En utilisant des données météorologiques réelles et théoriques, nous avons aussi effectué une simulation du fonctionnement global journalier du système PV d'une part et de son fonctionnement horaire d'autre part avec le logiciel Maple. Les résultats obtenus pour la simulation journalière montrent que le système PV est opérationnel pour les deux surfaces de champ de modules PV considérée dans cette étude à savoir  $5,4 \text{ m}^2$  et  $6,47 \text{ m}^2$ . La simulation horaire du système PV de  $5,4 \text{ m}^2$  avec une perturbation nuageuse montre une couverture suffisante de la charge en énergie malgré la réduction de la surface. Ce dernier système assure donc un fonctionnement optimal de la charge à moindre coût.

## Annexe : Abréviations

Abréviations	
$I_{op}$	Courant optimal du module
$I$	Courant du module
$I_{ph}$	Photo-courant
$I_{phref}$	Photo-courant dans les conditions de référence
$I_{cc}$	Courant de court circuit
$\mu_{Icc}$	Coefficient de température pour le courant de court circuit
$I_s$	Courant de saturation inverse de la diode
$I_{sref}$	Courant de saturation inverse de la diode dans les conditions de références
$V_{oc}$	Tension en circuit ouvert du module
$V$	Tension du module
$V_{op}$	Tension optimal du module
$P_{op}$	Puissance optimale du module
$k$	Constante de Boltzmann
$q$	Charge de l'électron
$T_c$	Température
$T_{cref}$	Température dans les conditions de référence
$R_s$	Resistance série de la cellule
$R_{sh}$	Resistance shunt de la cellule
$n$	Facteur de qualité
$E_{gap}$	Energie de gap
$N_{cs}$	Nombre de cellules branchées en série
$N_{cp}$	Nombre de branches de cellules
$N_s$	Nombre de modules branchés en série
$N_p$	Nombre de branches de modules
$L$	Fonction de Lagrange
$\alpha$	Coefficient de Lagrange
$E_{b,\Delta t}$	Energie fournie par le système de stockage pendant la période $\Delta t$
$n_{\Delta t}$	Durée d'autonomie
DOD	Seuil de profondeur de décharge maximale autorisée
$C_b$	Capacité de la batterie
$U_b$	Tension aux bornes de la batterie
$\eta_o$	Rendement de l'onduleur
$\eta_{10}$	Rendement de l'onduleur à 10% de la puissance nominale
$\eta_{100}$	Rendement de l'onduleur à 100% de la puissance nominale

## Références

- [1] B. Flèche et D. Delagnes, “*Production d’énergie électrique : Energie solaire Photovoltaïque* “, juin 2007.
- [2] S. S. Tassemedo, “*Etude de la modélisation et du dimensionnement d’un système photovoltaïque autonome* ”, Mémoire de DEA, Université de Ouagadougou, Burkina Faso, 2005.

- [3] A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud Et I. Youm ,”*Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque* ”, Revue des Energies Renouvelables ,Vol. 11 N°3 (2008).
- [4] C. Awanto, ” *Etude et développement d'une méthode de calcul des systèmes photovoltaïque basée sur la conception de la probabilité de rupture de charge*”, Mémoire de Thèse, Université Evry-Val d'Essonne, France, 1994.
- [5] A. Benatlallah et R. Mostefaoui, ”*Logiciel et Simulation PV* ”, Revue énergie Renouvelable , 55-61, 2002.
- [6] T. Suda, K. Sakuta, T. Oshiro, K. Kurokawa, ”*Simulation results of stand-alone PV systems under various load condition* ”, 2<sup>nd</sup> world conference and exhibition on photovoltaic solar energy conversion, Vienna, Austria, 1998.
- [7] E. Negro, ”*PV DIM: PC Program Simulation and Sizing*”, 12EPSEC 11-15, April 1994.
- [8] C. Alonso, ” *Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie* ”, Mémoire de Thèse, Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2007.
- [9] J.F. Lelievre ”*Elaboration de SiN<sub>x</sub>: H par PECVD : optimisation des propriétés, optiques, passivantes et structurales pour applications photovoltaïques* ”, Mémoire de Thèse, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, avril 2007.
- [10] S. S. Tassembedo, S. Z. Kam, Z. Koalaga et F. Zougmore, ” *Modélisation, Dimensionnement et Simulation d'un système photovoltaïque autonome : Cas d'un centre multimédia rural Burkinabé* ”, Colloque International Francophone d'Energétique et Mécanique, CIFEM2012, 2 au 4 Mai, Ouagadougou, Burkina Faso, 2012.
- [11] F. M. González-Longatt , “*Model of Photovoltaic Module in Matlab*”, 2DOI CIBELEC, 2005.
- [12] R. Sridhar , Dr. Jeevananathan, N.Thamizh Selvan, S. Banerjee, “*Modeling of PV Array and Performance Enhancement by MPPT Algorithm*”, International Journal of Computer Applications (0975 – 8887) Vol. 7– No.5, 2010
- [13] M. C. Lshou, ”*Etude, Modélisation et Simulation en temps réel de systèmes photovoltaïques à stockage d'énergie. Application à la Sûreté de Fonctionnement de centrales solaires hybrides*”, Mémoire de Doctorat d'Etat ès-Sciences, Dakar, Sénégal, 1998.
- [14] M .Waongo, Z. Koalaga and F. Zougmore “*A guideline for sizing Photovoltaic panels across different climatic zones in Burkina Faso*”, IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 29 012014, 2012.