

Influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin

Gilles Notton^{1*}, Ionut Caluianu², Iolanda Colda^{2†} et Sorin Caluianu²

¹ University of Corsica, UMR CNRS 6134

Scientific Centre of Vignola, Route des Sanguinaires, F-20000 Ajaccio, France

² Technical University of Civil Engineering Bucharest, Faculty of Building Services
Bd. Pache Protopopescu, N°66, Sector 2, Bucharest, Romania

(reçu le 20 Février 2010 – accepté le 29 Mars 2010)

Résumé – Le développement du marché photovoltaïque nécessite de connaître parfaitement la production électrique de ces systèmes sur différents sites en particulier pour estimer sa rentabilité économique. Cette estimation précise ne peut se faire qu'en prenant en compte les effets d'ombrage qui ont des conséquences dramatiques sur la puissance électrique délivrée. Dans cet article, nous avons testé un modèle double-diode de courbes I-V sur un module photovoltaïque au silicium monocristallin (BP585F) sous des conditions normales d'éclairement; puis après une brève explication du comportement électrique d'une cellule totalement ou partiellement ombrée, nous présentons l'expérimentation mise en place. Les tests effectués ont permis de valider ce modèle de comportement de modules PV sous éclairage partiel. Enfin, les pertes de puissance induites par un tel ombrage ont pu être estimées.

Abstract - The development of photovoltaic market needs to improve the knowledge of the electrical production of a PV system on various given sites particularly to estimate its economical profitability. This accurate estimation of the energy production can only be achieved by taking into account the effects of shading that have dramatic consequences on the produced power. In this paper, we tested a two-diode I-V model of m-Si PV module (BP585F) under normal insolation conditions; then, after a brief explanation of the electrical behaviour of a totally or partially shaded PV cell, we present the implemented experimentation. These tests allow validating partially this model for shaded PV module. At last, the power loss induced by the shading has been estimated.

Mots clés: Module photovoltaïque - Modèle de comportement - Phénomène ombrage.

1. INTRODUCTION

Il est bien connu que la puissance électrique générée par un module photovoltaïque peut être fortement diminuée par rapport aux conditions optimales de production (point maximum de puissance) pour des conditions météorologiques données par de nombreux facteurs, tels qu'ombrage, mauvais fonctionnement du MPPT, déséquilibres, etc...

Un module photovoltaïque (PV) consiste en l'association série de plusieurs cellules PV. Ainsi, si toutes les cellules sont identiques, la courbe I-V résultante sera aisément déterminée en sommant les tensions de chaque cellule. Sous des conditions réelles de fonctionnement, si les cellules PV sont légèrement différentes les unes des autres ou si elles ne sont pas uniformément éclairées, la courbe I-V résultante n'est pas facilement

* gilles.notton@univ-corse.fr - ionut_caluianu@yahoo.com

† iolcolda@yahoo.fr - s_caluianu@yahoo.com

calculable et dépend alors d'une combinaison complexe du comportement individuel de chaque cellule. Plusieurs articles présentent des modèles mathématiques permettant de calculer les effets de cellules non identiques ou non soumises aux mêmes conditions au sein d'un module [1-3].

Ombrager une partie d'un module PV a de dramatiques conséquences sur sa courbe puissance - tension ($P-V$) et ce, même si une très faible partie du module ou de la cellule est à l'ombre, une diminution importante de la puissance produite en est alors la conséquence. Cet ombrage partiel peut être dû à des cheminées, à des arbres ou à d'autres parties de construction.

Une attention toute particulière doit être portée sur ce problème sous peine d'une forte réduction de la productivité des systèmes rendant moins attractif le photovoltaïque d'un point de vue économique et ce en particulier dans le cas de systèmes PV intégrés dans le bâti.

Dans une première partie, nous simulerons le comportement électrique d'un module PV en silicium monocristallin (m-Si) soumis à un éclairage solaire uniforme en utilisant un modèle électrique double-diode et nous validerons nos résultats avec des données expérimentales obtenues avec un module PV 'BP585F'.

Après une synthétique description du phénomène d'ombrage sur le comportement électrique d'un module PV, nous modéliserons la courbe $I-V$ sous différentes conditions d'éclairage. Enfin, une estimation des pertes induites par ce phénomène sera réalisée.

2. MODELE DOUBLE-DIODE D'UN MODULE PV

De nombreux modèles électriques sont disponibles dans la littérature pour modéliser les courbes $I-V$ des modules PV, en particulier le modèle simple diode [3-5] et le modèle double-diode qui apporte une meilleure précision tout en rendant la modélisation plus complexe [6, 7]. C'est ce dernier modèle que nous utiliserons dans cette étude.

2.1 Modèle double-diode

Nous utilisons dans ce travail le modèle double-diode pour caractériser la courbe $I-V$. Il consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation I_{01} et I_{02} , et les facteurs de diode n_1 et n_2 . Une source de courant produit un photo-courant I_{ph} , qui dépend de l'éclairage solaire.

Une partie de ce courant traverse les deux diodes à cause de la recombinaison des porteurs de charge. La perte de courant dans la cellule pour de faibles rayonnements, est caractérisée par la résistance parallèle ou shunt R_{sh} . R_s est la résistance série à travers laquelle se développe la perte de tension proportionnelle au courant I .

Le modèle à deux-diodes est représenté par une équation implicite du courant qui ne peut être résolue qu'à l'aide de méthodes itératives.

Le schéma électrique équivalent de la cellule PV pour ce modèle est représenté sur la figure 1.

Le courant électrique produit la cellule est alors donné par l'expression suivante:

$$I = I_{ph} - I_{01} \left(e^{\frac{q(V + I.R_s)}{n_1 kT}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{q(V + I.R_s)}{n_2 kT}} - 1 \right) - \left(\frac{V + I.R_s}{R_{sh}} \right) \quad (1)$$

où le premier terme I_{ph} est le photo-courant, le second terme est le courant idéal.

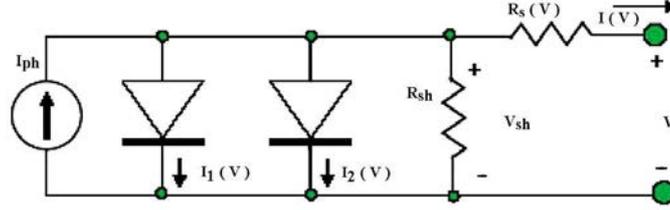


Fig. 1: Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque (modèle double-diode)

Nous devons déterminer les différents paramètres du modèle, tels que le photo-courant, le facteur d'idéalité n_1 (pris égal à 1) et le courant de saturation I_{01} de la diode idéale, le courant de saturation I_{02} et le facteur d'idéalité n_2 de la seconde diode (pris égal à 2), et enfin R_{sh} et R_s . Il a été montré, dans le cadre de travaux précédents, que R_s décroît linéairement avec la tension [8, 9] alors que R_{sh} décroît avec la température de cellule [7].

Mais dans ce travail, nous considérerons en première approximation ces deux résistances constantes. k et q sont respectivement la constante de Boltzmann ($=1,38046.10^{-23}$ J.K⁻¹) et la charge élémentaire ($=1,602.10^{-19}$ C). La caractéristique $I-V$ a été calculée en utilisant la méthode de Newton-Raphson. Les valeurs des paramètres ont été optimisées et nous avons trouvé: $R_s = 0,49 \Omega$ et $R_{sh} = 150 \Omega$, ces valeurs sont du même ordre de grandeur que celles trouvées dans la littérature.

Les courants de saturation I_{01} et I_{02} sont donnés par les relations suivantes [6]:

$$I_{01} = C_{01} \cdot T^3 \cdot e^{(-E_{gap} / n_1 \cdot k \cdot T)} \quad (2)$$

$$I_{02} = C_{02} \cdot T^{5/2} \cdot e^{(-E_{gap} / n_2 \cdot k \cdot T)} \quad (3)$$

Avec $n_1 = 1$ et $n_2 = 2$ selon Eicker [6]. C_{01} et C_{02} sont généralement compris respectivement entre 150 - 180 A.K⁻³ et 1,3 - 1,7 x 10⁻² A.K^{-5/2} pour une cellule de 100 cm².

E_{gap} est égale à 1,124 eV. Le photo-courant I_{ph} a pour expression [3, 6].

$$I_{ph} = I_{ph,STC} \cdot \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \cdot [1 + \alpha_1 (T - T_{STC})] \quad (4)$$

Avec G et G_{STC} , qui sont respectivement l'éclairement solaire sur le module et dans les conditions de test standard. α_1 est d'environ à 0,05 % du courant de court-circuit par K.

En négligeant le très faible courant de diode, on peut considérer que I_{ph} est égal au courant de court-circuit I_{sc} .

La température de cellule est calculée à partir de la température ambiante T_a en utilisant la NOCT (Normal Operating Cell Temperature) donnée par les fabricants de modules photovoltaïques:

$$T = T_a + (NOCT - 20) \cdot \frac{G}{800} \quad (5)$$

Cette simple méthode de calcul de la température de cellule donne de bons résultats pour peu que le module ne soit pas intégré en toiture.

Le NOCT est déterminé pour les conditions suivantes: une vitesse de vent à la hauteur du module $v = 1$ m/s, une température ambiante $T_a = 20$ °C et un éclairement hémisphérique $G = 800$ W/m². Des détails sur ce type de mesure sont disponibles dans [10].

Le modèle ci-dessus décrit le comportement électrique d'une cellule photovoltaïque. Un module PV est constitué de N_s cellules connectées en série, afin d'augmenter la tension.

Ainsi, la courbe I-V résultante est obtenue en additionnant les tensions de telle manière que:

$$V_{module} = N_s \times V_{cell} \quad (6)$$

2.2 Expérimentation

La figure 2 représente un schéma bloc représentatif du système de mesures utilisé dans ce travail. Les données électriques du module PV et les données météorologiques sont collectées par l'intermédiaire de différents capteurs et circuits électroniques.

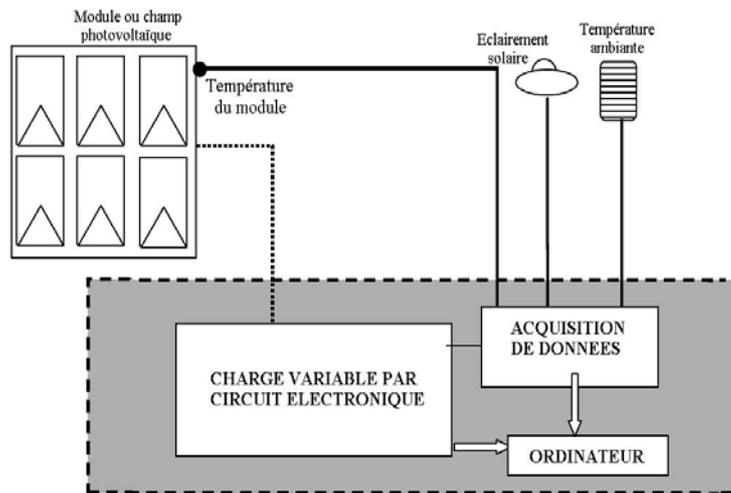


Fig. 2: Dispositif expérimental de mesure des courbes caractéristiques des modules photovoltaïques

Pour tracer la courbe I–V, le système de mesures utilise une charge capacitive variable. Ainsi, le point de fonctionnement est l'intersection entre la courbe I–V du module PV et la charge. La tension, le courant, l'éclairement solaire et la température du module sont mesurés en même temps. La température du module PV est mesurée grâce à une sonde Pt 100 collée sur la face arrière du module avec un bon contact thermique.

L'éclairement solaire est mesuré à l'aide d'une cellule étalon en silicium ayant la même orientation et inclinaison que le module testé.

Nous avons étudié un module en silicium monocristallin BP Solar BP585F présenté sur la figure 3 et donc les caractéristiques sont données dans le **Tableau 1**.

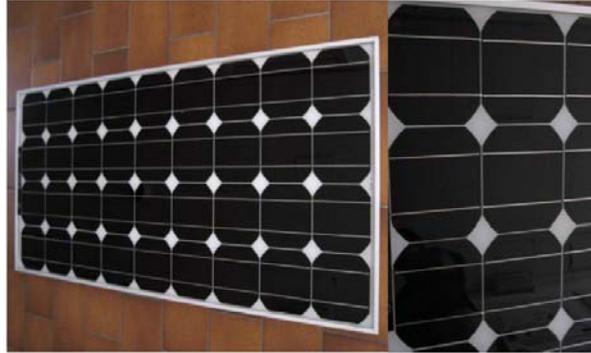


Fig. 3: Module BP585F

Tableau 1: Caractéristiques du module BP585F sous les conditions standards (1000 W/m², masse optique: AM 1.5, Température de cellule: 25 °C)

Puissance nominale	80 W
Tension au MPP (V_{opt})	18,00 V
Courant au MPP (I_{opt})	4,72 A
Courant de court-circuit (I_{sc})	5.00 A
Tension de circuit ouvert (V_{co})	22.03 V
Facteur de forme (FF)	0.771
Nombre de cellules en série	36
Coefficient de sensibilité de la tension à la température	-0.086 V/K
Coefficient de sensibilité de l'intensité à la température	+0,0025 A/K

2.3 Validation du modèle

Nous avons mesuré les courbes I–V du module PV pour différentes conditions météorologiques (éclairement solaire et température ambiante) et nous avons calculé les paramètres statistiques suivant afin d'estimer la validité du modèle utilisé:

$$\text{MBE} = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)}{N} \quad (7)$$

$$\text{RMSE} = \left\{ \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}{N} \right\}^{1/2} \quad (8)$$

$$\text{CC} = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})(x_i - \bar{x})}{\left\{ \left[\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2 \right] \cdot \left[\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2 \right] \right\}} \quad (9)$$

avec MBE et RMSE respectivement l'erreur moyenne et l'erreur quadratique moyenne et CC le coefficient de corrélation. y_i est la $i^{\text{ème}}$ valeur prédite, x_i la $i^{\text{ème}}$ valeur mesurée, \bar{y} la moyenne des valeurs prédites et \bar{x} la moyenne des valeurs mesurées, N est le nombre de données analysées.

Nous présentons sur la figure 4, quelques exemples de courbes I–V mesurées et modélisées et sur la figure 5, les données estimées en fonction des données expérimentales, ainsi que les valeurs des coefficients statistiques obtenus.

Nous constatons que le modèle est en bon accord avec les données expérimentales.

Nous pourrions donc utiliser ce modèle dans la suite de notre travail afin de prendre en compte les effets d'ombrage.

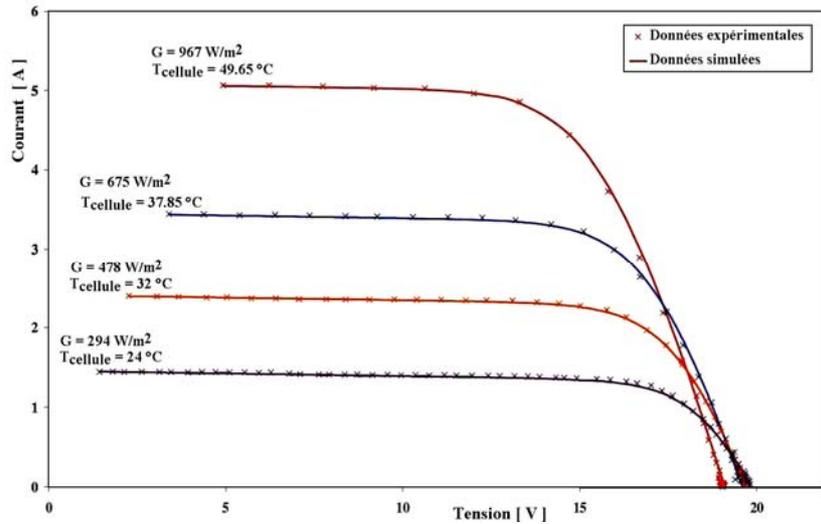


Fig. 4: Quelques courbes I–V expérimentales et simulées

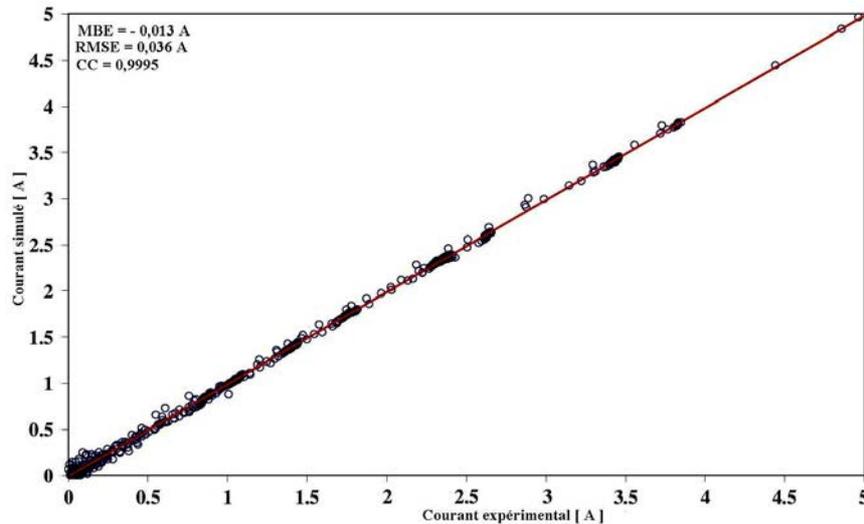


Fig. 5: Résultats de la validation du modèle

3. PHENOMENE D'OMBORAGE SUR LES MODULES PHOTOVOLTAIQUES

3.1 Principe

Additionner les tensions dans le cas d'un assemblage série de cellules PV est aisé si toutes les cellules sont identiques et qu'elles travaillent sous les mêmes conditions d'ensoleillement et de température. Mais, comme nous l'avons précisé précédemment, dans les conditions réelles de fonctionnement, si les cellules sont légèrement différentes ou ne sont pas uniformément éclairées, le comportement électrique n'est pas facilement prévisible et dépend des caractéristiques de chaque cellule et des conditions d'éclairage. Plusieurs études ont présenté des modèles mathématiques afin de calculer les effets de cellules non-identiques dans un module [1-4, 11-15].

La figure 6 montre la caractéristique I–V d'une cellule PV dans toute sa gamme de tension. On constate que si, pour un éclairage solaire et une température ambiante donnés, le courant traversant une cellule est supérieur à son courant de court-circuit, alors la cellule fonctionnera en mode inversé (reverse-bias conditions) avec une tension négative. Dans ce cas, la puissance excessive sera dissipée dans la cellule ombragée et la cellule ou l'encapsulation de la cellule en plastique peuvent être irrémédiablement endommagées et peuvent conduire à un court-circuit dans la cellule. Cet effet est appelé 'hot spot'.

Dans le domaine en sens direct (mode normal de fonctionnement), la tension de circuit ouvert de la cellule est de l'ordre de 0,6 V pour les cellules cristallines alors que dans le sens inversé (polarisation inversée), les tensions peuvent atteindre plus de – 20 V [17].

Dans un assemblage série, le courant est le même dans toutes les cellules. Si le courant de la rangée est plus grand que le photocourant de la cellule ombragée (courant de court-circuit), ce qui se produit dans la plupart des cas, cette cellule ombragée se met

à fonctionner en mode inversé et dissipe de la puissance. Une telle situation est illustrée sur la figure 7 dans le cas de trois cellules connectées en série.

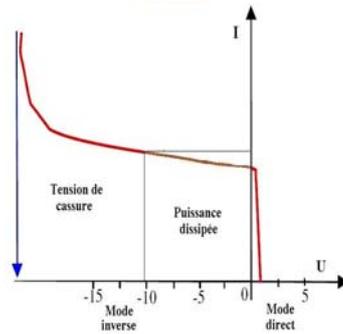


Fig. 6: Caractéristique I–V d'une cellule PV dans toute sa gamme de tension

Si la rangée de cellules travaille à un point de fonctionnement correspondant à un courant I_m au-delà du courant de court-circuit de la cellule ombragée (cellule 2), le point de fonctionnement de la cellule ombragée se situe dans la région aux tensions négatives et cette tension négative de la cellule 2 peut être supérieure à la contribution positive de toutes les autres cellules.

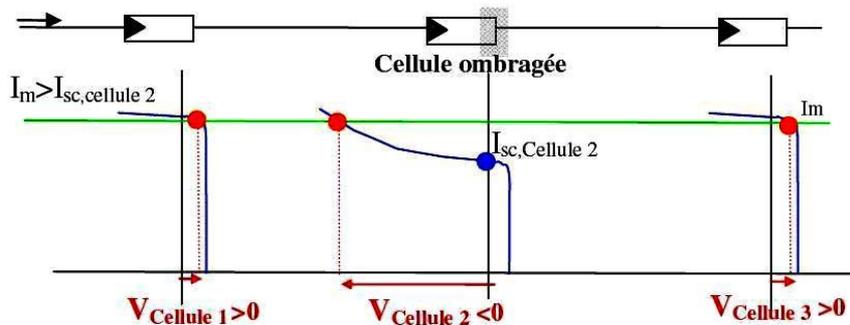


Fig. 7: Principe de construction de la caractéristique d'un module PV pour un courant donné

Pour résoudre ce problème (mais que partiellement), on utilise une diode by-pass connectée en parallèle sur chaque connexion série des multiples cellules PV. Si une telle diode by-pass était connectée dans chaque cellule alors le problème induit par l'ombrage serait fortement réduit [16]. Cependant, ce n'est pas une solution envisageable d'un point de vue commercial [16].

Pour des cellules cristallines, on utilise généralement une diode by-pass pour 18 cellules, ainsi deux diodes by-pass par module de 12 V sont montées dans la boîte de jonction.

La figure 8 illustre la situation d'un module photovoltaïque avec une cellule ombragée quand deux diodes by-pass sont utilisées (ce qui est le cas pour le module PV que nous utilisons dans cette étude).

La tension inverse maximale aux bornes de la cellule ombragée est limitée à environ 11 V ($17 \times 0,6 \text{ V} + 1 \text{ V (diode)} = 11 \text{ V}$) [18]. Ainsi, le courant à travers la cellule solaire pour cette tension ne causera pas de dommages irréversibles.

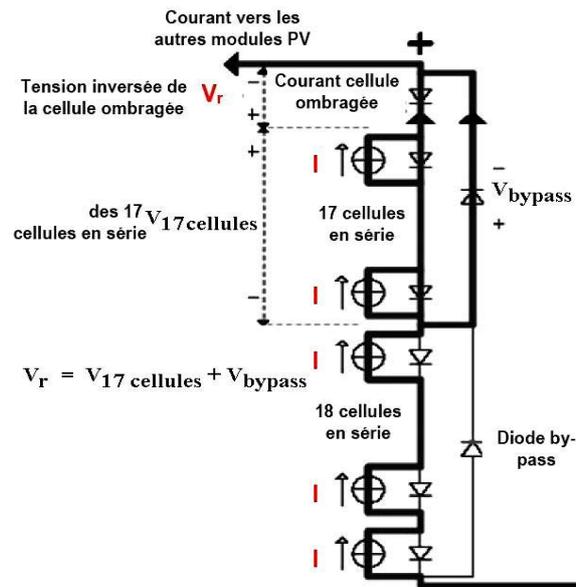


Fig. 8: Une cellule ombragée sur un module PV [18]

Pour chaque diode court-circuitée, la tension de circuit ouvert de la rangée sera réduite environ à 11 V modifiant ainsi considérablement la courbe I–V et créant de sérieux problèmes pour contrôler le fonctionnement du MPPT [4, 16].

3.2 Modèle de courbes I–V en condition partiellement ombragée

Pour prendre en compte l'effet d'ombrage, nous divisons le module PV (36 cellules) en deux parties égales et chacune de ces parties se comporte comme un module seul (Fig. 9). Les résistances séries et shunt de chaque partie sont prises égales à la moitié de la valeur correspondante pour le module complet [19].

La caractéristique d'un module PV avec des cellules ombrées est simulée en introduisant un terme supplémentaire qui tient compte de la chute de la diode à de hautes tensions négatives {Eq. (13)}.

$$I = I_1 = I_2 \quad (10)$$

$$V = V_1 + V_2 \quad (11)$$

$$I_1 = I_{ph,1} - I_{01} \left(e^{\frac{q(V_1 + I_1 \cdot R_s)}{n_1 kT}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{q(V_1 + I_1 \cdot R_s)}{n_2 kT}} - 1 \right) - \left(\frac{V_1 + I_1 \cdot R_s}{R_{sh}} \right) \quad (12)$$

$$I_2 = I_{ph,2} - I_{01} \left(e^{\frac{q(V_2 + I_2 \cdot R_s)}{n_1 kT}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{q(V_2 + I_2 \cdot R_s)}{n_2 kT}} - 1 \right) + \left(\frac{V_2 + I_2 \cdot R_s}{R_{sh}} \right) - a (V_2 + I_2 \cdot R_s) \left(1 - \frac{V_2 + I_2 \cdot R_s}{V_{br}} \right)^{-m} \quad (13)$$

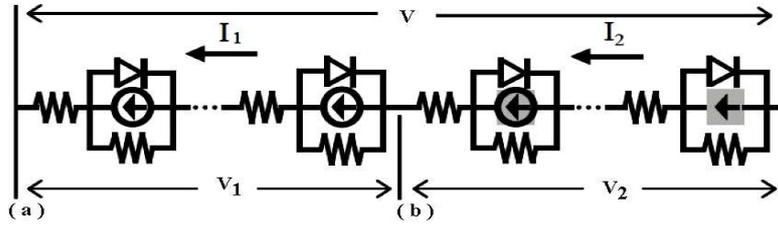


Fig. 9: Circuit équivalent d'un module PV avec des cellules ombragées [11]

avec $I_{ph,1}$ et $I_{ph,2}$ les photo-courant des cellules normales et ombragées. $I_{ph,2}$ dépend du pourcentage d'ombrage (β) de la cellule selon (14).

$$I_{ph,2} = \beta \times I_{ph,1} \quad (14)$$

a est un facteur de correction et m un exposant de rupture en avalanche, égaux respectivement 0.12 W^{-1} et 3. V_{br} est la tension de rupture prise égale à $-20,9 \text{ V}$ [20].

L'algorithme utilisé pour décrire le comportement du module PV sous des conditions d'ombrage partiel est représenté sur la figure 10.

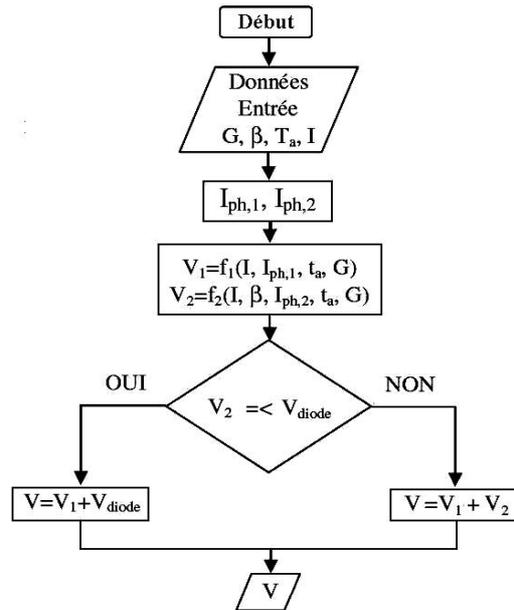


Fig. 10: Algorithme pour le calcul des courbes I-V sous ombrage partiel

3.3 Vérification expérimentale

L'algorithme précédent a été appliqué au module BP585F en utilisant le modèle de comportement présenté dans la partie 2. Nous présentons sur la figure 11 la courbe I-V expérimentale et modélisée pour des pourcentages d'ombrage de 25 à 100% d'une cellule (sur les 36).

Les valeurs des paramètres statistiques pour l'estimation de la validité du modèle sont:

$$\text{MBE} = -0,184 \text{ V} \quad , \quad \text{RMSE} = 0.570 \text{ V} \quad \text{et} \quad \text{CC} = 0,988$$

Nous constatons que le modèle est en bon accord avec les données expérimentales. On peut noter que dans la région du point maximal de puissance (MPP); le modèle doit être amélioré pour mieux estimer les pertes de puissances dans ces conditions optimales.

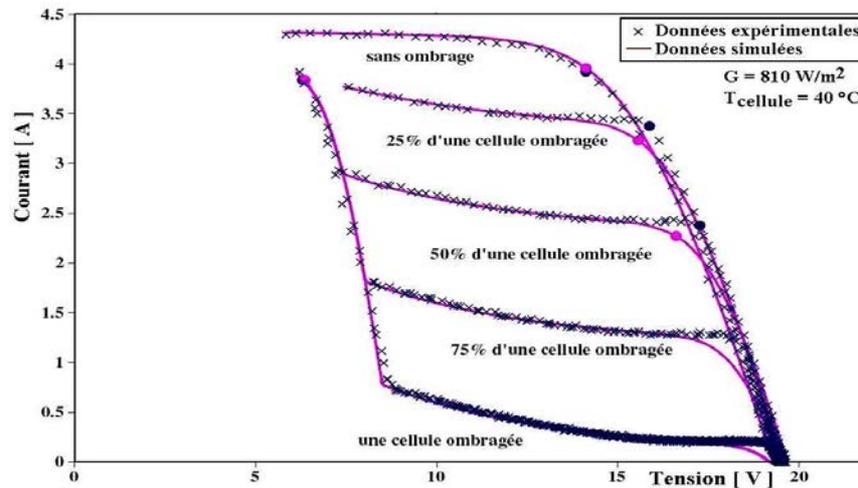


Fig. 11: Vérification expérimentale du modèle sur les courbes I-V

De même, nous avons représenté les courbes P-V sur la figure 12, afin de mieux juger de la perte de puissance induite par l'ombrage.

Sur la **Table 2**, nous présentons les puissances optimales pour chaque condition d'ombrage et la perte de puissance qui en résulte par rapport à la production du module PV uniformément éclairé sous les mêmes conditions.

Table 2: Pertes de puissance pour différents pourcentages d'une cellule PV ombragée (810 W/m², Température de cellule 40°C)

Pourcentage d'ombrage D'une cellule (%)	Puissance en condition MPP	Pertes de puissance (%)
0	55.39	0
25	53.60	3.23
50	41.03	25.93
75	24.18	56.35
100	24.06	56.56

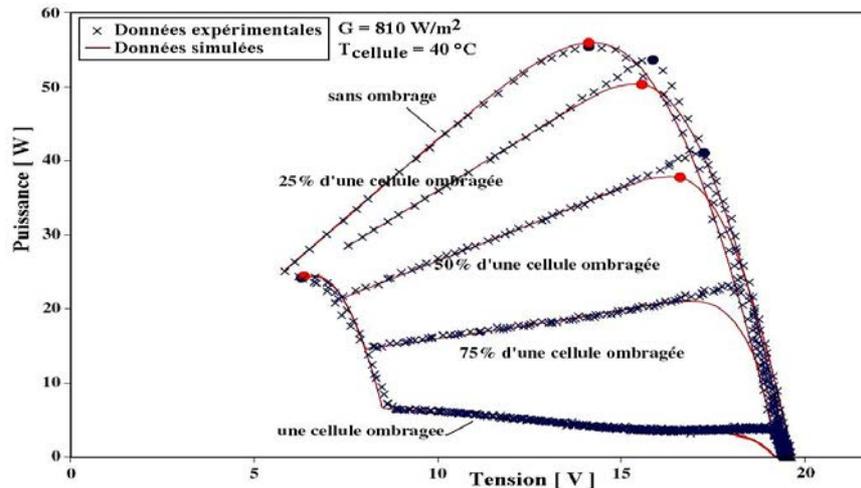


Fig. 12. Vérification expérimentale du modèle sur les courbes P–V

On constate que l'influence de l'ombrage est très importante, puisque avec seulement 50 % d'une cellule ombragée sur les 36 cellules, la puissance est déjà réduite de 25 % et qu'elle est diminuée de 57 % avec une cellule complète à l'ombre.

4. PERSPECTIVES

Un mur photovoltaïque expérimental a été mis en place dans notre laboratoire. Il est composé de 3 générateurs PV m-Si de 1,57 kW (9 Suntech STP175S-24Ac avec un onduleur SMA Sunny Boy 2100TL) et de 3 générateurs PV a-Si de 0,6 kW (6 Mitsubishi Heavy Industries MA 100 T2 avec un onduleur SMA Sunny Boy SWR 700).

Ces six générateurs photovoltaïques sont totalement équipés d'un système de mesures (tensions et courants DC et AC, fréquence, éclairement solaire, températures des modules et température ambiante).



a- Mur photovoltaïque



b- Deux types de modules PV



c- Onduleurs connectés réseau

d- Système d'acquisition de données

Fig. 13: Nouvelle expérimentation

Le mur est composé de trois façades orientées respectivement Sud-Ouest, Sud et Sud-Est comme le montre la figure 13, avec des problèmes d'ombrage important sur les deux façades latérales.

L'objectif de cette nouvelle expérimentation est de comparer les performances de deux technologies de modules PV (silicium monocristallin et amorphe) dans différentes conditions météorologiques et d'ombrage.

5. CONCLUSION

Le modèle double-diode utilisé dans ce travail, a montré une grande adéquation avec l'expérience. Il a été étendu à des modules partiellement ombragés, mais il est nécessaire de l'améliorer au niveau du point maximum de puissance.

Cette problématique de l'ombrage sur les générateurs photovoltaïques est primordiale pour une meilleure intégration des systèmes dans le bâti et pour augmenter la rentabilité économique de tels systèmes.

Remerciements

Les auteurs tiennent à remercier l'Agence Universitaire de la Francophonie (AUF), l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), ainsi que le Ministère des Affaires Etrangères (via le programme ECONET) pour leurs soutiens financiers.

REFERENCES

- [1] J.W. Bishop, 'Computer Simulation of the Effects of Electrical Mismatches in Photovoltaic Cell Interconnection Circuits', *Solar Cells*, Vol. 25, N°1, pp. 73 - 89, 1988.
- [2] V. Quashning and R. Hanitsch, 'Numerical Simulation of Current-Voltage Characteristics of Photovoltaic Systems with Shaded Solar Cells', *Solar Energy*, Vol. 56, N°6, pp. 513 - 520, 1996.
- [3] L.A. Hecktheuer, A. Krenzinger, C.W.M. Prieb, 'Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis', *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences*, Vol. 24, N°1, pp. 26 -32, 2002.

- [4] E. Karatepe, M. Boztepe and M. Colak, 'Development of a Suitable Model for Characterizing Photovoltaic Arrays With Shaded Solar Cells', *Solar Energy*, Vol. 81, N°8, pp. 977 - 992, 2007.
- [5] J.I. Rosell and M. Ibanez, 'Modelling Power Output in Photovoltaic Modules for Outdoor Operating Conditions', *Energy Conversion and Management*, Vol. 47, N°15-16, pp. 2424 - 2430, 2006.
- [6] U. Eicker, 'Solar Technologies for Buildings', New York Wiley, 2003
- [7] P. Singh, S.N. Singh, M. Lal and M. Husain, 'Temperature Dependence of I-V Characteristics and Performance Parameters of Silicon Solar Cells', *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 92, N°12, pp. 1611 - 1616, 2008.
- [8] K. Chakrabarty and S.N. Singh, 'Depletion Layer Resistance and Its Effect on I-V Characteristics of Fully and Partially Illuminated Silicon Solar Cells', *Solid-State Electronics*, Vol. 39, N°4, pp. 577 - 581, 1996.
- [9] Priyanka, M. Lal and S.N. Singh, S.N. 'A New Method of Determination of Series and Shunt Resistances of Silicon Solar Cells', *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 91, N°2-3, pp. 137 - 142, 2007.
- [10] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli and P. Poggi, 'Calculation of the Polycrystalline PV Module Temperature Using a Simple Method of Energy Balance', *Renewable Energy*, Vol. 31, N°4, pp. 553 - 567, 2006.
- [11] H. Kawamura, K. Naka, N. Yonekura, S. Yamanaka, H. Kawamura, H. Ohno and K. Naito, 'Simulation of I-V Characteristics of a PV Module with Shaded PV Cells', *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 75, N°3, pp. 613 - 621, 2003.
- [12] R.E. Hanitsch, D. Shulz and D. Siegfried, 'Shading Effects on Output Power of Grid Connected Photovoltaic Generator Systems', *Revue des Energies Renouvelables*, 'Power Engineering', pp. 93 - 99, 2001.
- [13] V. Quaschnig and R. Hanitsch, 'Numerical Simulation of Photovoltaic Generators with Shaded Cells', In the Proceedings of the 30th Universities Power Engineering Conference, Greenwich, pp. 583-586, Sept. 5-7, 1995.
- [14] Y. Kanai and S. Matsumoto, 'A Novel Photovoltaic Module for Severe Shade Conditions', In the Proceedings of the 4th World Conference of Photovoltaic Energy Conversion, IEEE, pp. 2174 - 2146, Conference Record 2006.
- [15] H. Oldenkamp, I. de Jong, B. de Boer, H. de Moor and W.C. Sinke, 'PV-Wirefree Versus Conventional PV Systems: Detailed Analysis of Difference in Energy Yield Between Series and Parallel Connected PV Modules', In the Proceedings of the 19th EPSEC Conference, Paris, June 2004.
- [16] A. Woyte, J. Nijs and R. Belmans, 'Partial Shadowing of Photovoltaic Arrays with Different System Configurations: Literature Review and Field Test Results', *Solar Energy*, Vol. 74, N°3, pp. 217 - 233, 2003.
- [17] W. Hermann and W. Wiesner, 'Modeling of PV Modules - the Effects of nonuniform Irradiance on Performance Measurements with Solar Simulators' In Proceedings of the 16th EPSEC, Glasgow, 2000.
- [18] H. Oldenkamp, 'Detailed Analysis of Currents in PV-Shunts', 2002 available at www.oke-services.nl/.
- [19] J.A. Gow and C.D. Manning, 'Development of Photovoltaic Array Model for Use in Power-Electronics Simulation Studies', In IEEE Proceedings of the Electrical Power Appliances, Vol. 146, N°2, pp. 193 - 200, 1999.
- [20] G.M. Masters, 'Renewable and Efficient Electric Power Systems', New Jersey, John Wiley & Sons, Editor, 2004.