

## **Gain énergétique entre deux configurations de système de pompage d'eau photovoltaïque Application au site d'Adrar**

A. Mehdaoui\*, M. Sadok, S.A. Chikhi et A. Mammeri

Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien, 'URERMS'  
B.P. 478, Route de Reggane, Adrar, Algérie

(reçu le 13 Juin 2010 – accepté le 25 Décembre 2010)

**Résumé** - *Ce travail présente les résultats de l'expérimentation et des tests de caractérisation de deux systèmes de pompage photovoltaïque (PV), le premier système alimenté par un générateur PV incliné à la latitude du lieu, soit 27.8° pour le site d'Adrar, l'autre système est alimenté par un générateur PV avec une inclinaison variable mensuelle. Les tests expérimentaux ont été réalisés dans le but d'une évaluation du gain énergétique entre les deux configurations, et par conséquent, l'optimisation du générateur PV qui représente plus de 80 % du prix du système de pompage PV. Suite à ces résultats, nous pouvons proposer à l'utilisateur une configuration de systèmes de pompage PV optimisé, moyennant une légère augmentation du coût.*

**Abstract** - *This work has the results of the experimentation and the characterization tests of two photovoltaic systems pumping (statement), the first system supplied with a generator statement is fixed at the latitude of the place equalizes 27.8° for the site of Adrar, other system statement supplied with a generator statement with monthly variable slope the test experimental and realized with an aim of an evaluation of the energy profit between the two configurations, and consequently optimization of the generator statement which represents more than 80 % of the price of the pumping system PV. With these results, we can propose to the user configuration systems of optimized pumping statement.*

**Mots clés:** Pompage PV - Optimisation - Gain énergétique - Inclinaison optimale - Performances.

### **1. INTRODUCTION**

L'une des préoccupations majeures des régions sahariennes est l'autosuffisance alimentaire. Pour arriver à ce résultat, trois principales conditions doivent être satisfaites (la terre, l'eau et la mise à disposition des moyens de puisage). La région d'Adrar est l'une des régions représentatives du Sahara Algérien, de part son climat extrême, les eaux souterraines non profondes et de vastes terres.

Si les deux premiers paramètres (terre - eau) sont disponibles avec leurs immenses terres très riche en eau souterraine. Par contre, les moyens de puisage font défaut et posent d'énormes difficultés aux petites agricultures.

De ce fait, le pompage de l'eau photovoltaïque représente la solution idéale pour l'approvisionnement en eau partout où le réseau électrique est absent. Plusieurs travaux sur le dimensionnement et l'optimisation des systèmes de pompage PV et notamment sur le gain énergétique ont été publiés. Ces travaux se basent sur la simulation du fonctionnement de chaque composante des SPPV.

---

\* mehdaoui\_ahmed@ yahoo.fr

Cependant ces programmes nécessitent des données expérimentales qui ne sont pas faciles à obtenir. L'amélioration des performances énergétique des systèmes photovoltaïque 'PV' revient essentiellement à des études d'optimisation du champ photovoltaïque qui se traduit généralement par la collecte maximale de l'énergie solaire au niveau des modules solaires et donc la maximation du gain énergétique incident sur les modules photovoltaïques.

## 2. PROBLEMATIQUE ET ELABORATION DU CODE DE CALCUL

Dans la littérature on propose souvent pour l'optimisation des générateurs PV, les options suivantes:

1- L'utilisation d'une méthode relevant de l'intelligence artificielle, en l'occurrence les réseaux neuro-flous pour la détermination du point de puissance maximale (MPPT) d'un générateur PV;

2- L'orientation optimale de l'angle d'inclinaison des modules photovoltaïques, s'avère la méthode idéale pour optimiser le générateur PV, et dans ce cas de figure, on distingue deux méthodes:

a- Première méthode: Le système de poursuite est commandé par une électronique. En pratique, ce genre de réalisation revient très cher pour une augmentation du rendement. Ces systèmes qui sont, en général installés en milieu saharien fonctionnent souvent sous des conditions climatiques très hostiles, des vents de sable très fréquents avec des niveaux et du gradient de température très important pouvant facilement endommager les commandes électroniques;

b- Deuxième méthode: C'est la variation de l'angle d'inclinaison, mensuellement, en concevant et en réalisant une structure porteuse avec plusieurs positions, chaque position correspondant à une inclinaison mensuelle optimisée. C'est la méthode la moins chère et la plus pratique.

Dans notre travail de recherche, nous avons utilisé la deuxième méthode de l'orientation de la surface de captation des modules photovoltaïques du champ.

## 3. EQUATIONS DU GISEMENT SOLAIRE ET DEVELOPPEMENT DU CODE DE CALCUL

Dans le domaine de l'optimisation de l'orientation des modules solaires, plusieurs travaux ont été élaborés. On cite entre autres, les travaux de G. Lewis, J. Kerne *et al.*, M.M. El-Kassaby, J.P. Chiou *et al.*, Hottel qui propose  $B_{opt} = Lat + 20$  ou Heymond qui lui propose  $B_{opt} = Lat - 10$ , Yellet suggère l'équation  $B_{opt} = Lat \pm 20$  [1-2].

Dans notre cas, le code de calcul a été développé en utilisant la latitude égale à 27.88° qui caractérise le site d'Adrar. Nous savons que l'irradiation extraterrestre journalière incidente sur un plan orienté plein sud, incliné d'un angle beta ( $\beta$ ) par rapport à l'horizontale et se situe à la latitude du lieu.  $\Phi$  est exprimé par l'équation (1).

$$I_{\text{jour}} = \frac{24}{\pi} \times I_0 \times E_0 \times \left[ \cos(\Phi - \beta) \times \cos(\delta) \times \sin(\omega's) + \frac{\pi}{180} \times \omega' \times \sin(\Phi - \beta) \times \sin(\delta) \right] \quad (1)$$

$$\delta = 23.45 \times \sin \left[ (N - 80) \times \frac{360}{365} \right] \quad (2)$$

$\delta$  représente la déclinaison du soleil,  $I_0$  la constante solaire qui est égale à 1367 W/m<sup>2</sup>,  $E_0$  le facteur de correction de l'excentricité de l'orbite terrestre et l'angle  $\omega$  qui est l'angle horaire,  $\Phi$  est la latitude du lieu.

Or, l'irradiation extraterrestre sur un plan incliné est maximale pour un angle beta, de telle façon que la dérivée première de  $I_{\text{jour}}$  par rapport à ( $\beta$ ) est nulle. L'annulation de sa dérivée déterminera donc la valeur de cette inclinaison. On déduit que:

$$\beta_{\text{opt}} = \Phi - \arctang\left[\frac{\omega's}{\sin(\omega's)} \times \tan g(\delta)\right] \tag{3}$$

Et l'irradiation extraterrestre mensuelle est donnée par l'expression suivante:

$$I_{\text{mois}} = \sum_{i=1}^j I_{\text{jour}} \tag{4}$$

Où  $i$  est le début du mois et  $j$  est la fin du mois d'inclinaison.

A partir de ces équations, nous avons développé un code de calcul en utilisant le logiciel Matlab 6.5 et avons obtenu les angles optimaux d'inclinaison  $\beta_{\text{opt}}$  correspondants pour chaque mois, et qu'on peut résumer par le **tableau 1** suivant:

**Tableau 1:** Angle d'inclinaison par mois

Mois	Angle (°)	Mois	Angle (°)
Janvier	55.81	Juillet	0
Février	46.75	Août	5.93
Mars	31.31	Septembre	24.76
Avril	12.06	Octobre	42.37
Mai	0	Novembre	53.88
Juin	0	Décembre	58.34

#### 4. DESCRIPTION DE LA CONFIGURATION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES ETUDIES

Nous présentons dans le **Tableau 2**, la description préliminaire d'une étude expérimentale effectuée sur deux systèmes de pompage photovoltaïque:

1. Le premier système alimenté par un générateur PV, où l'inclinaison fixe est égale à la latitude du lieu (Adrar pour notre cas, la latitude est égale à 27,88°);
2. Le deuxième système, par contre est alimenté par un générateur photovoltaïque à inclinaison variable mensuellement (une position de la structure porteuse pour chaque mois), suite aux résultats du code de calcul cité précédemment.

**Tableau 2:** Caractéristiques des deux systèmes de pompage PV

Configuration du système de pompage photovoltaïque fixe	Configuration du système de pompage photovoltaïque variable
Générateur composé de 24 modules	Générateur composé de 24 modules

photovoltaïques (03 parallèles et 08 séries)	photovoltaïques (03 parallèles et 08 séries)
Structure porteuse où l'angle d'inclinaison es fixé à $\Phi = 27.88^\circ$	Structure porteuse où l'angle d'inclinaison varie mensuellement
Onduleur DC / AC Sn = 2000 VA	Onduleur DC / AC Sn = 2000 VA
Groupe motopompe Type Sp5A7	Groupe motopompe Type Sp5A7
Accessoires (câblage, tuyauteries...)	Accessoires (câblage, tuyauteries...)
Puits naturel, Profondeur = 18 m. Niveau statique = 7.5 m. Lame d'eau = 7 m.	Puits naturel, Profondeur = 18 m. Niveau statique = 7.5 m. Lame d'eau = 7 m.

Les objectifs de notre étude sont clairs:

1. Amélioration du gain énergétique du système de pompage PV et par conséquent réduire le coût total du système PV.
2. Proposition d'une configuration facile à réaliser et à être manipulé par l'utilisateur.

## 5. DESCRIPTION DU BANC D'ESSAI ET MESURES

Pour représenter fidèlement le fonctionnement des systèmes de pompage photovoltaïques installés sur site réel, nous avons installé un interrupteur crépusculaire, qui permet de démarrer le système de pompage dès les premiers rayons solaires, et de s'arrêter dès que ces derniers disparaissent, et pour respecter l'autonomie d'un système de pompage PV. Pour pouvoir caractériser et déterminer par la suite les performances de ces deux systèmes de pompage, nous avons réalisé à cet effet un banc d'essai adéquat. Sur la figure suivante, est représentée une partie du banc d'essai.



Fig. 1: Banc d'essai de caractérisation des systèmes de pompage PV

Nous représentons également le puits d'expérimentation avec les différents capteurs sur la figure suivante:



Fig. 2: Puits et instruments de mesure (capteurs de débit, transmetteur pression)

Le banc d'essai comprend:

- Le système d'acquisition de données (SAD), il est piloté par microordinateur et gérant tout le banc d'essai de l'expérimentation via un logiciel LOGIPPV [3-5] élaboré spécialement, et avec un pas de scrutation de 30 secondes;
- Des capteurs de tension et de courant pour le générateur photovoltaïque;
- Des compteurs numériques et analogiques;
- Des transmetteurs de pression mesurant la hauteur manométrique totale, 'HMT';
- Des shunts pour la mesure des courants;
- Une cellule calibrée et un pyranomètre pour la mesure de l'éclairement sur le plan des modules photovoltaïques;
- Des thermocouples pour la mesure de la température;
- Une scope mètre à mémoire pour la mesure de la tension  $V_s$  et du courant  $I_s$  ;
- Un compteur de débit numérique et analogique pour la mesure du débit instantané et cumulé.

La campagne de test, qui s'est étendue durant toute l'année 2008, nous a permis de mesurer et d'enregistrer les différents paramètres sur les dix canaux de chaque système et repartis comme suit:

- Les tensions délivrées par la branche du générateur PV,
- le niveau de l'éclairement,
- le courant total généré par le générateur PV,
- la tension de sortie du convertisseur DC/AC,
- la fréquence du convertisseur,
- le courant de sortie du convertisseur,

- le débit délivré par le système de pompage PV en  $m^3$ /heure,
- la hauteur maximale totale Hmt en mètres,
- la température ambiante,
- la température à l'arrière du module PV.

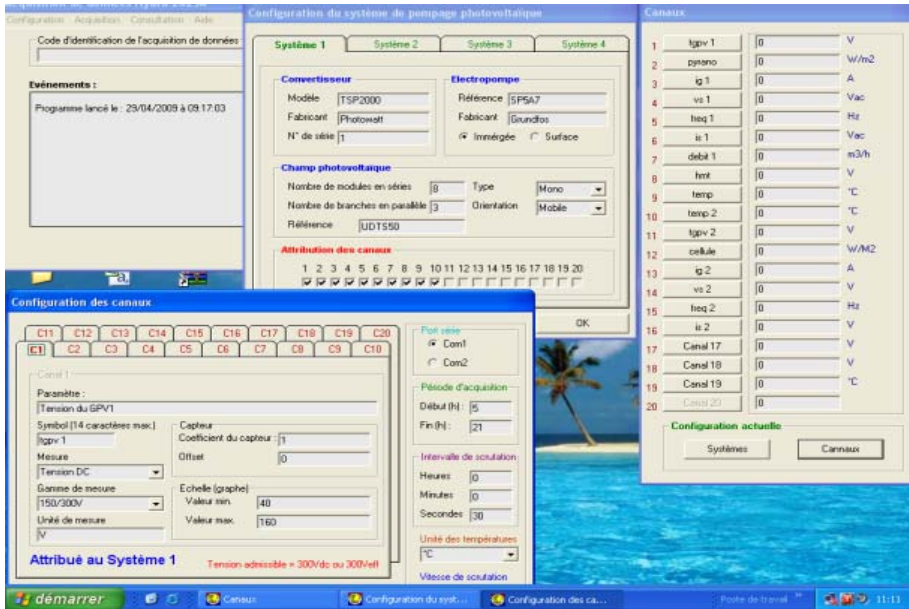


Fig. 3: Fenêtre de configuration des paramètres des différents SPPV

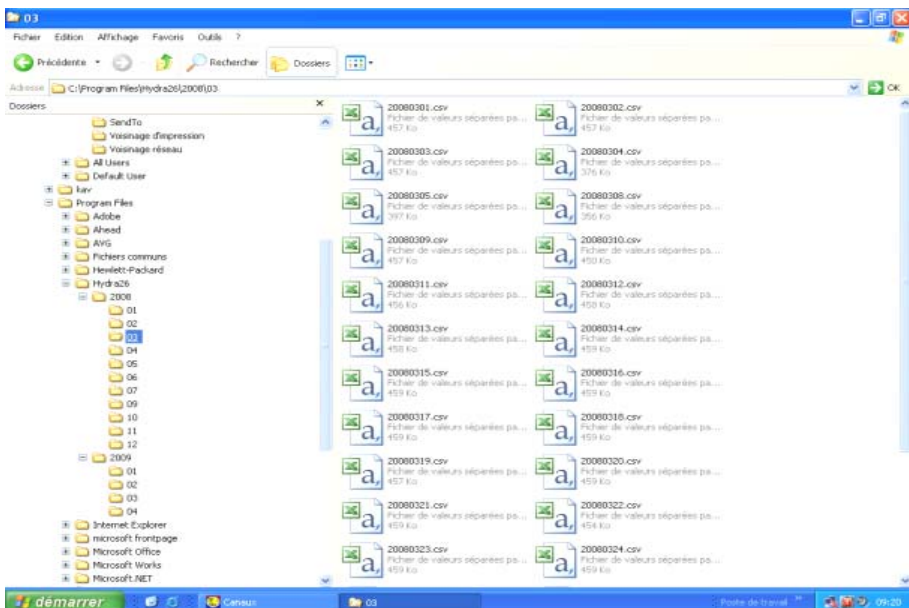


Fig. 4: Fenêtre illustrant la base de données (mois, jours)



Afin de visualiser les différents paramètres enregistrés en temps réel, pour chaque système (fixe et mobile), un programme sous Windows pour l'acquisition des données représentative et leurs visualisations en temps réel a été également établi.

Voici donc quelques figures qui présentent et illustrent l'aspect du fonctionnement de visualisation des paramètres.

	Zone Nom	Q	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y
25	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.33E+01	1.24E+00	-1.00E-05	1.00E-05	3.30E-01	3.13E+02	2.09E-02	9.00E-03	-5.00E-03
26	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.31E+01	1.22E+00	-4.00E-05	-1.00E-05	3.20E-01	3.00E+02	2.02E-02	9.00E-03	-8.00E-03
27	1.00E+00	1.48E+01	1.00E+09	2.33E+01	1.24E+00	-5.00E-05	-2.00E-05	3.10E-01	2.97E+02	1.69E-02	1.20E-02	-1.00E-02
28	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.31E+01	1.25E+00	3.00E-05	2.00E-05	3.30E-01	2.81E+02	6.00E-03	1.60E-02	-7.00E-03
29	9.99E-01	1.48E+01	-1.00E+09	2.30E+01	1.23E+00	-1.00E-05	-1.00E-05	3.20E-01	2.84E+02	5.60E-03	1.30E-02	-1.00E-02
30	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.31E+01	1.23E+00	-1.00E-05	0.00E+00	3.10E-01	2.97E+02	5.60E-03	1.30E-02	-9.00E-03
31	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.31E+01	1.25E+00	3.00E-05	2.00E-05	3.30E-01	3.07E+02	2.12E-02	1.40E-02	-6.00E-03
32	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.31E+01	1.25E+00	1.00E-05	1.00E-05	3.30E-01	2.63E+02	2.14E-02	8.00E-03	-4.00E-03
33	9.99E-01	1.48E+01	-1.00E+09	2.30E+01	1.24E+00	1.00E-05	0.00E+00	3.10E-01	2.88E+02	5.50E-03	1.10E-02	-1.00E-02
34	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.31E+01	1.26E+00	3.00E-05	2.00E-05	3.30E-01	2.91E+02	2.09E-02	1.10E-02	-5.00E-03
35	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.31E+01	1.25E+00	-2.00E-05	1.00E-05	3.30E-01	3.13E+02	2.05E-02	1.00E-02	-5.00E-03
36	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.29E+01	1.23E+00	-4.00E-05	-1.00E-05	3.10E-01	3.31E+02	5.60E-03	1.00E-02	-1.00E-02
37	9.99E-01	1.48E+01	-1.00E+09	2.30E+01	1.23E+00	-2.00E-05	-1.00E-05	3.10E-01	2.95E+02	5.60E-03	1.10E-02	-1.00E-02
38	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.29E+01	1.23E+00	-3.00E-05	-1.00E-05	3.20E-01	3.16E+02	2.06E-02	8.00E-03	-6.00E-03
39	9.99E-01	1.48E+01	-1.00E+09	2.30E+01	1.24E+00	-1.00E-05	0.00E+00	3.10E-01	2.91E+02	2.13E-02	7.00E-03	-7.00E-03
40	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.31E+01	1.25E+00	2.00E-05	2.00E-05	3.30E-01	3.28E+02	2.15E-02	1.10E-02	-6.00E-03
41	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.30E+01	1.24E+00	-6.00E-05	-2.00E-05	3.10E-01	2.94E+02	1.82E-02	9.00E-03	-8.00E-03
42	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.30E+01	1.23E+00	-6.00E-05	-1.00E-05	3.20E-01	2.85E+02	1.96E-02	8.00E-03	-7.00E-03
43	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.30E+01	1.24E+00	1.00E-05	1.00E-05	3.10E-01	2.99E+02	5.60E-03	1.00E-02	-1.00E-02
44	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.30E+01	1.24E+00	1.00E-05	0.00E+00	3.10E-01	3.16E+02	2.06E-02	1.10E-02	-8.00E-03
45	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.31E+01	1.23E+00	-4.00E-05	-1.00E-05	3.20E-01	3.25E+02	2.09E-02	6.00E-03	-6.00E-03
46	9.99E-01	1.48E+01	-1.00E+09	2.30E+01	1.24E+00	1.00E-05	0.00E+00	3.10E-01	3.03E+02	2.08E-02	7.00E-03	-7.00E-03
47	9.99E-01	1.48E+01	-1.00E+09	2.31E+01	1.26E+00	3.00E-05	2.00E-05	3.30E-01	3.00E+02	2.15E-02	6.00E-03	-4.00E-03
48	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.29E+01	1.24E+00	2.00E-05	0.00E+00	3.10E-01	3.17E+02	5.50E-03	1.10E-02	-1.00E-02
49	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.31E+01	1.25E+00	1.00E-05	1.00E-05	3.30E-01	2.84E+02	5.80E-03	1.20E-02	-8.00E-03
50	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.30E+01	1.25E+00	-1.00E-05	1.00E-05	3.30E-01	3.07E+02	2.07E-02	1.30E-02	-5.00E-03
51	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.29E+01	1.23E+00	-1.00E-05	-1.00E-05	3.10E-01	2.88E+02	2.07E-02	1.00E-02	-8.00E-03
52	9.99E-01	1.48E+01	-1.00E+09	2.28E+01	1.24E+00	1.00E-05	0.00E+00	3.10E-01	3.13E+02	2.06E-02	9.00E-03	-8.00E-03
53	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.30E+01	1.23E+00	-4.00E-05	-1.00E-05	3.20E-01	3.06E+02	2.07E-02	9.00E-03	-7.00E-03
54	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.31E+01	1.25E+00	0.00E+00	1.00E-05	3.30E-01	3.00E+02	2.16E-02	8.00E-03	-5.00E-03
55	9.99E-01	1.48E+01	-1.00E+09	2.30E+01	1.24E+00	-2.00E-05	-1.00E-05	3.10E-01	2.82E+02	5.60E-03	9.00E-03	-1.00E-02
56	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.29E+01	1.26E+00	3.00E-05	2.00E-05	3.30E-01	2.97E+02	5.80E-03	1.50E-02	-8.00E-03
57	1.00E+00	1.48E+01	1.00E+09	2.33E+01	1.27E+00	-2.00E-05	0.00E+00	3.30E-01	3.22E+02	1.74E-02	1.60E-02	-8.00E-03
58	1.00E+00	1.48E+01	-1.00E+09	2.30E+01	1.27E+00	2.00E-05	2.00E-05	3.30E-01	3.34E+02	1.86E-02	1.20E-02	-5.00E-03

Fig. 5: Fenêtre illustrant les données des différents paramètres  
Nous visualisons également les différents paramètres en temps réel

## 6. CODE DE CALCUL ET ANALYSE DE PERFORMANCES

Le générateur photovoltaïque alimentant le système de pompage consiste en un nombre de modules connectés en parallèle et en série pour fournir le courant et la tension désirés.

Son point de fonctionnement est défini par l'intersection entre sa caractéristique ( $I-V$ ) et celle de sa charge, convertisseur-moteur-pompe.

En utilisant le modèle explicite de Rauschenbach [5, 7, 9], nous représentons le comportement du générateur photovoltaïque.

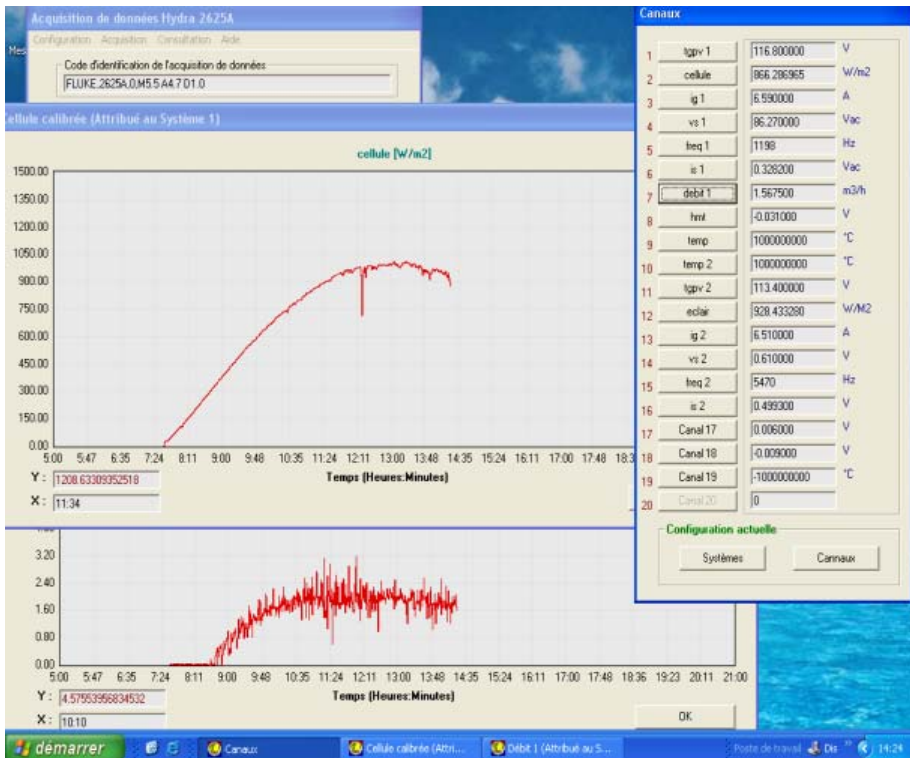


Fig. 6: Fenêtre montre l'évolution du débit et de l'éclairement en fonction du temps

Pour la première configuration (fixe), la conception de la structure porteuse du générateur photovoltaïque est simple, avec 03 parallèles et 08 modules en série. L'angle d'inclinaison est fixé à  $27.88^\circ$ , à la latitude du lieu.

Par contre la deuxième configuration (variable) du générateur photovoltaïque (03 parallèles et 08 modules en série), les différents angles d'inclinaison optimale de la structure porteuse du générateur PV sont donnés par le **Tableau 1**.



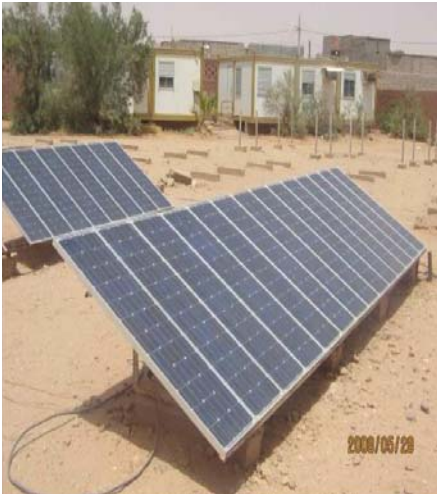


Fig. 7: Générateur photovoltaïque fixe à la latitude du lieu

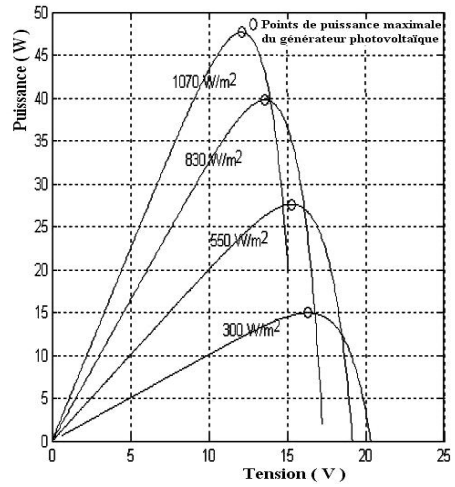


Fig. 8: Variation de la caractéristique P-V pour différents niveaux d'ensoleillement



Fig. 9: Configuration du GPV hivernal (janvier)



Fig. 10: Configuration du GPV estivale (juillet)

## 7. RESULTATS ET DISCUSSIONS

En effet, après dépouillement et analyse des données relatives à une campagne de tests allant durant toutes les années 2007 - 2008, on a constaté qu'au niveau du générateur photovoltaïque, nous avons pu obtenir un gain énergétique de l'ordre de 120 Watts crête ( $W_c$ ) à 150  $W_c$  suivant les saisons, ce qui représente presque toute une

branche PV et un gain énergétique exprimé en eau et pouvant atteindre de 5 jusqu'à 7 m<sup>3</sup> par jour, soit 180 m<sup>3</sup> par mois et 2190 m<sup>3</sup> par an, soit un taux de gain approximatif de 20 %. Nous pouvons illustrer ce gain par l'historique de la figure 11.

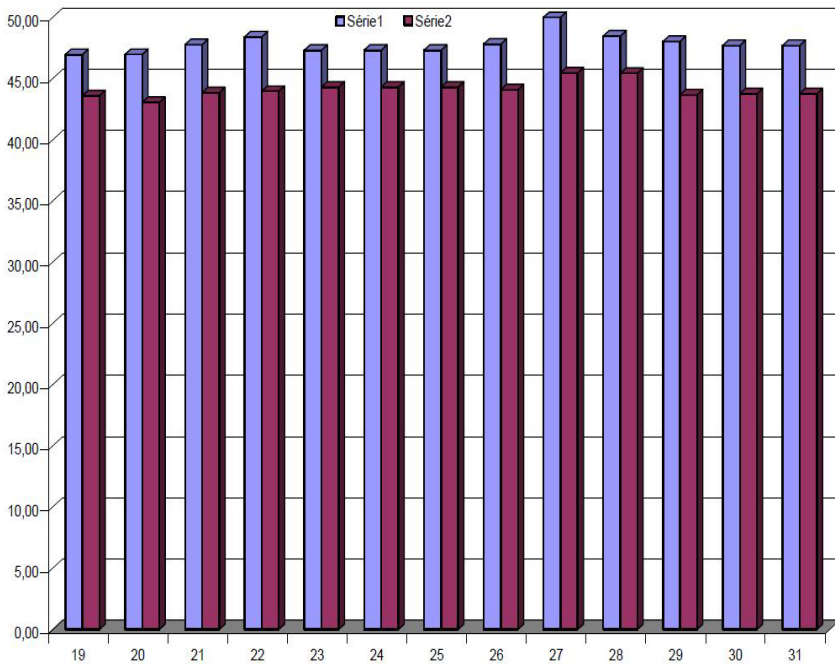


Fig. 11: Evolution du gain énergétique entre les deux configurations

Néanmoins, nous avons constaté une anomalie dans l'évaluation du gain du débit [7-9] et cela suite à une défaillance des équipements de mesure qu'ont projeté y remédier dans l'exercice 2010.

## 8. CONCLUSION

Deux configurations de systèmes de pompage PV ont été expérimentées, l'une alimentée par un générateur photovoltaïque à inclinaison fixée à la latitude du lieu, l'autre alimentée par un générateur photovoltaïque à une inclinaison variable mensuelle, en utilisant des modules PV de type UDTS -50.

Les résultats obtenus sont fort intéressants, et montrent un gain énergétique entre les deux configurations des systèmes de pompage. Par conséquent, nous pouvons proposer à l'utilisateur une configuration optimisée par une simple manipulation de changement mensuelle de la structure porteuse du générateur PV.

Des travaux sont déjà en cours pour une amélioration de ce banc d'essai et la réalisation de nouvelles bases de données riches, et représentatives, ainsi que la simulation des différents modèles mathématiques qui décrivent les éléments de l'installation photovoltaïque.

## NOMENCLATURE

PV : Photovoltaïque

SPPV : Système de pompage photovoltaïque

MPPT : Maximum power point training

$\beta_{opt}$  : Angle d'inclinaison optimal

3p×8s : Trois branches et huit modules photovoltaïques en série

DC–AC : Convertisseur continu alternatif

$S_n$  : Puissance apparente

$V_s$  : Tension de sortie de l'onduleur

$I_s$  : Courant de sortie de l'onduleur

HMT : Hauteur manométrique total

$N_s$  : Niveau statique

I–V : Caractéristique courant-tension du module PV

GPV : Générateur photovoltaïque

UDTS: Unité du développement de technologie du silicium Alger.

## REFERENCES

- [1] M. Capderou, '*Atlas Solaire de l'Algérie, Modèles Théoriques et Expérimentaux*', Tome 2, Vol. 1. OPU, 1987.
- [2] A. Ricaud, '*Photopiles Solaires de la Physique de la Conversion Photovoltaïque aux Filières Matériaux et Procédés*', Presses Polytechnique et Universitaires Romandes, Lausanne, Suisse, 1997.
- [3] S.A. Chikhi, F. Chikhi, M.D. Draou, A. Mehdaoui et A.Mammeri, '*Réalisation d'un banc d'essai pour la caractérisation des électropompes solaires triphasées par variation de fréquence*', Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°4, pp. 507-513, 2007.
- [4] S. Labeled, B. Yaici, A. Mehdaoui, M. Sadok and E. Lorenzo, '*Monitoring of Five PV Systems in the South of Algeria, Early Results*', Sixteenth European Photovoltaic Solar Energy Conference. Proceedings of the International Conference Held, in Glasgow, United Kingdom, 1-5 May 2000.
- [5] M.M. El-Kassaby, '*Monthly and Daily Optimum Tilt Angle for South Facing Solar Collectors, Theoretical Model, Experimental and Empirical Correlations*', Solar and Wind Technology, Vol. 5, N°6, pp. 589 – 596, 1988.
- [6] M. Sadok and A. Mehdaoui, '*Outdoor Testing of Photovoltaic Arrays in the Saharan Region*', Renewable Energy, Vol. 33, N°12, pp. 2516 – 2524, 2008.
- [7] A. Mehdaoui and A. Chaker, '*Identification par Rauschenbach et par Neuro-Flou du Point de Puissance Maximal du Générateur Photovoltaïque d'un Système Solaire en Milieu Saharien*',

Journées Nationales sur l'Electrotechnique et l'Automatique, JNEA'06, ENSET, Oran, 18-19 Décembre 2006.

- [8] A. Mehdaoui, A. Chaker, M. Zerikat and L. Messikh, '*Développement de Deux Modèles Neuro-Flous pour la Poursuite du MPPT des Modules PV UDTS-50, Application au Site d'Adrar*', CIEEAM'08, 16 et 17 décembre 2008.
- [9] A. Mehdaoui, A. Chaker, M. Zerikat et L. Messikh, '*Développement de Deux Modèles Neuro Flous pour la Poursuite du MPPT des Modules Photovoltaïque UDTS-50 - Application au Site d'Adrar*', Revue des Energies Renouvelables, Vol. 12, N°2, pp. 257 – 568, 2009.