



Estimation du Rayonnement Solaire et Optimisation du Dimensionnement d'une Installation Photovoltaïque Autonome. Application au site d'Adrar (sud algérien)

Z. Bouzid¹, N. Ghellai²

Unité de Recherche des Matériaux et des Énergies Renouvelables, Université Abou Bekr Belkaid

B.P. : 119 Tlemcen 13000, Algérie

¹ bzd.zakaria@gmail.com

² na_ghellai@yahoo.fr

Résumé— Actuellement, les systèmes photovoltaïques (PV) autonomes sont de plus en plus utilisés sur sites isolés, là où le raccordement au réseau électrique est impossible ou trop cher pour être envisagé. Le dimensionnement est une étape importante, son optimisation, ainsi que celle des différents paramètres d'un système photovoltaïque autonome est une opération cruciale. Dans notre travail, nous avons estimé le rayonnement solaire horaire grâce à un programme élaboré à base de Python, et nous avons déterminé le binôme optimisé surface de captation des panneaux, capacité des batteries, d'une installation photovoltaïque autonome située à Adrar, sud de l'Algérie, en nous basant sur le concept utilisabilité horaire.

Mots clés— Photovoltaïque, Utilisabilité, Dimensionnement, Optimisation, Site isolé, Rayonnement solaire horaire.

I. INTRODUCTION

L'énergie solaire, qui est disponible partout sur Terre, représente théoriquement 900 fois la demande mondiale en énergie [1]. L'Algérie, grâce à sa situation géographique, dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde [2], ce qui la rend propice pour l'implémentation de systèmes de conversion d'énergie solaire, et plus particulièrement des systèmes photovoltaïques.

Pour une utilisation pratique, efficace et optimale de l'énergie photovoltaïque, une bonne connaissance de l'ensemble des données décrivant le gisement solaire du site est primordiale. Concernant la mesure de ces derniers en Algérie, le réseau est peu dense relativement à la superficie du territoire, ce qui nous pousse à avoir recours à des modèles mathématiques.

Dans notre travail de recherche, on a voulu examiner la question du dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes, tout en ayant comme objectif de déterminer une configuration optimale vis-à-vis des données météorologiques disponibles et des critères de demande de charge électrique choisie par l'utilisateur. Pour cela, après avoir généré des données horaires pour les différentes composantes du

rayonnement solaire, on s'est basé sur le concept d'utilisabilité horaire afin de développer un programme informatique pour la simulation du comportement d'un système photovoltaïque autonome. Nous avons appliqué cette méthode à la région d'Adrar, et nous avons optimisé le binôme surface de captation des panneaux, capacité des batteries.

II. RAYONNEMENT HORAIRE SUR SURFACE INCLINÉE

A. Position du soleil

1) *Angle horaire du soleil* : L'angle horaire du soleil est le déplacement de ce dernier autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local [3].

$$\omega = 15(T_{sv} - 12) \quad (01)$$

T_{sv} représente la valeur de l'heure solaire [4] :

$$T_{sv} - T_{std} = 4(L_{st} - \lambda) + T \quad (02)$$

avec T :

$$T = T_1(T_2 + T_3 - T_4 - T_5 - T_6) \quad (03)$$

Les paramètres $T_{1 \rightarrow 6}$:

$$T_1 = 229.2, T_2 = 0.000075, T_3 = 0.001868 \cos(z), T_4 = 0.032077 \sin(z), T_5 = 0.014615 \cos(2z), T_6 = 0.04089 \sin(2z)$$

et :

$$z = \frac{2\pi}{365}(n - 1) \quad (04)$$

n est le numéro du jour de l'année (qui peut être différent entre une année normale et une année bissextile), T_{std} est le temps standard, λ est la longitude du lieu et L_{st} représente le méridien local.

L'angle horaire du soleil à son coucher peut être calculé ainsi [3]:

$$\cos(\omega_s) = -\tan(\psi) \tan(\delta) \quad (05)$$



ψ représente la latitude du lieu et δ représente la déclinaison solaire du jour calculé par l'équation de COOPER [3].

2) *Angle d'incidence* : L'angle formé entre le rayonnement solaire direct sur le plan incliné et la normale à ce même plan représente l'angle d'incidence. En l'absence d'un système de suivi solaire, et pour une surface située dans l'hémisphère nord et orientée face au sud, l'expression de cet angle est donnée par [4] :

$$\cos(\theta) = \cos(\psi - \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\psi - \beta) \sin(\delta) \quad (06)$$

β représente l'inclinaison de la surface.

Un autre paramètre important qui est l'angle du zénith [4] est donné par l'équation :

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \sin(\psi) + \cos(\delta) \cos(\psi) \cos(\omega) \quad (07)$$

B. Rayonnement extraterrestre

Le rayonnement H_0 sur une surface horizontale, pour le jour n , et en absence d'atmosphère, est obtenu à l'aide de l'équation suivante (en Joules par m^2) [3]:

$$H_0 = \frac{86400 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) \times \left(\cos(\psi) \cos(\delta) \sin(\omega_s) + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin(\psi) \sin(\delta) \right) \quad (08)$$

Le rayonnement extraterrestre horaire pour une surface normale à ce rayonnement est [4]:

$$I_{0,n} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) \quad (09)$$

G_{sc} est la constante solaire et qui vaut $1367W/m^2$.

C. Rayonnement horaire direct, diffus et global

Dans un premier temps, nous devons calculer le rayonnement journalier diffus pour le jour n , en utilisant la corrélation de ERBS et COLL [4]:

- Si $\omega_s < 81.4^\circ$

$$\frac{H_d}{H} = 1.391 - 3.560K_T + 4.189K_T^2 + 2.137K_T^3 \quad (10)$$

- Si $\omega_s > 81.4^\circ$

$$\frac{H_d}{H} = 1.311 - 3.022K_T + 3.427K_T^2 + 1.821K_T^3 \quad (11)$$

K_T est l'indice de clarté pour le jour n et H représente le rayonnement journalier sur une surface horizontale sur Terre.

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (12)$$

En se basant sur la formule de LIU et JORDAN [5], on peut calculer le rayonnement horaire diffus I_d :

$$r_d = \frac{\pi \cos(\omega) - \sin(\omega_s)}{24 \sin(\omega_s) - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos(\omega_s)} \quad (13)$$

$$I_d = H_d r_d \quad (14)$$

Après, on peut calculer le rayonnement global grâce à la formule de COLLARES-PAREIRA et RABL [5]:

$$r_t = r_d (a + b \cos(\omega)) \quad (15)$$

$$I = H r_t \quad (16)$$

avec :

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_s - 60) \quad (17)$$

$$b = 0.6609 + 0.4767 \sin(\omega_s - 60) \quad (18)$$

Finalement, la composante directe est donnée comme suit :

$$I_b = I - I_d \quad (19)$$

D. Rayonnement horaire sur surface inclinée

Le rayonnement horaire sur surface inclinée I_t peut se définir par la relation suivante :

$$I_t = I_b R_b + I_{d,t} + I \rho \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (20)$$

ρ est l'albédo du sol, R_b est calculé par la relation [4] :

$$R_b = \frac{A}{B} \quad (21)$$

avec :

$$A = \max(0, \cos(\theta)) \quad (22)$$

$$B = \max(\cos(85^\circ), \cos(\theta_z)) \quad (23)$$

Pour le calcul de $I_{d,t}$, de nombreuses études ont montré que la méthode développée par PEREZ, malgré sa complexité, est la plus adaptée pour donner des résultats proches du réel [6].

III. FONCTION UTILISABILITÉ

L'utilisabilité est définie comme étant la fraction de la radiation totale incidente et qui excèderait un certain niveau spécifique appelé « niveau critique ».

Ce niveau critique, I_c , est défini à son tour comme le niveau d'ensoleillement minimum qui doit être dépassé pour que les panneaux PV produisent plus d'énergie que celle appelée directement par la charge [3]:

$$I_c(t) = \frac{L(t)}{\eta_p(t) s \eta_w \eta_c} \quad (24)$$



$L(t)$: Demande de charge à l'heure t .

$\eta_p(t)$: Rendement horaire à l'heure t .

η_w : Rendement de transport d'énergie via les câbles.

η_c : Rendement de conditionnement d'énergie (régulateurs, par exemple).

s : Surface totale des panneaux.

$\eta_p(t)$ peut être calculé par la formule suivante [3] :

$$\eta_p(t) = \eta_r [1 - \beta_p (T_c(t) - T_r)] \quad (25)$$

η_r est le rendement de référence, β_p est le coefficient de température pour le rendement, T_r est la température de référence (25°C) et $T_c(t)$ est reliée à la température ambiante par la relation suivante [3]:

$$T_c(t) - T_a(t) = (219 - 832K_T) \frac{NOCT-20}{800} \quad (26)$$

$NOCT$ est la température nominale des cellules en opération.

En ayant calculé la valeur critique, on peut définir l'utilisabilité horaire par la formule suivante [4]:

$$\phi(t) = \frac{(I_t(t) - I_c(t))^+}{I_t(t)} \quad (27)$$

Le signe (+) est là pour dire qu'on prendra que les résultats positifs de ce qu'il y a entre les parenthèses. Pour les résultats négatifs, l'utilisabilité sera égale à zéro.

IV. ÉNERGIE ÉLECTRIQUE PRODUITE

En prenant les panneaux photovoltaïques seuls, sans batteries ni conditionnement d'énergie, l'énergie produite et envoyée directement à la charge peut être calculée ainsi :

$$E_p(t) = S \eta_p(t) I_t(t) \eta_w \quad (28)$$

Le surplus d'énergie sera :

$$D_0(t) = E_p(t) \phi(t) \quad (29)$$

Et l'énergie récupérée par la charge est donnée par :

$$E_L(t) = E_p(t) - D_0(t) \quad (30)$$

La fraction de charge satisfaite seulement par les panneaux PV sans recours aux batteries, f_0 , est définie comme le rapport entre les moyennes, sur 24 heures, de $E_L(t)$ et $L(t)$ [7]:

$$f_0 = \frac{\bar{E}_L}{\bar{L}} \quad (31)$$

Quand on introduit les batteries, donc il y aura un conditionnement, la valeur du surplus devient :

$$D_0(t) = E_p(t) \eta_c \phi(t) \quad (32)$$

Dans ce cas, l'énergie récupérée sera :

$$E_L(t) = (E_p(t) \eta_c) - D_0(t) \quad (33)$$

L'accroissement dû à l'introduction des batteries peut être calculé ainsi [7]:

$$\Delta f_s = \frac{1}{2D} \left\{ - \sqrt{[(d_0 + \Delta f_{max})^2 - 4 D d_0 \Delta f_{max}]} \right\} \quad (34)$$

$$\Delta f_{max} = \min \left[(1 - f_0), \frac{B_c}{L_s} \right] \quad (35)$$

B_c est la capacité des batteries, et L_s la demande de charge journalière. d_0 , limite supérieure de l'accroissement de la fraction de charge, et D sont calculés ainsi [8]:

$$d_0 = \eta_b \frac{\bar{D}_0}{L} \quad (36)$$

$$D = 1.315 - 0.1059 \frac{L_s f_0}{B_c} - \frac{0.1847}{K_t} \quad (37)$$

η_b est le rendement des batteries et B_c leur capacité.

V. APPLICATION DE LA METHODE DE DIMENSIONNEMENT

A. Programme utilisé

Le modèle mathématique de la méthode de dimensionnement a été programmé à l'aide du langage « Python » [9], simple et interactif, permettant d'optimiser les différents paramètres.

B. Étapes de calcul

Pour la charge, on a estimé trois périodes distincts par an :

- Période froide : novembre, décembre, janvier et février.
- Période chaude : mai, juin, juillet et août.
- Période de demi-saison : mars, avril, septembre et octobre.

Ensuite, le profil de la demande de charge horaire a été défini (voir figure 1).

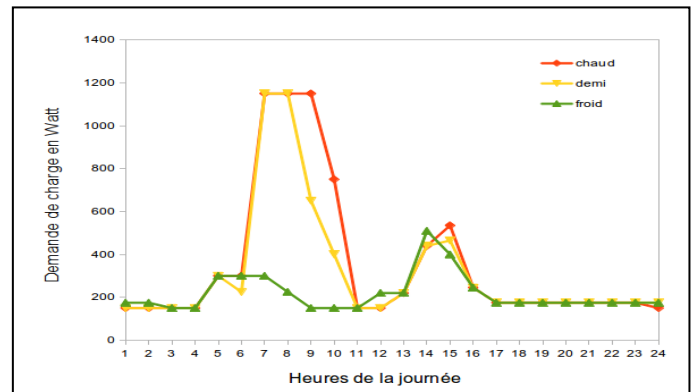


Fig. 1. Demande de charge par 24 heures par période



Le 3^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

The 3rd International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa - Algérie 13 et 14 Octobre 2014



Pour chaque mois de l'année, on a appliqué la méthode pour le jour moyen de ce dernier.

Notre simulation est basée sur cinq étapes de calcul :

1. Comme première étape, le calcul de I_t pour les différentes heures du jour n .
2. Calcul du rendement horaire des panneaux photovoltaïques pour chaque journée.
3. Calcul des valeurs critiques horaires.
4. Calcul de l'utilisabilité horaire.
5. Calcul des différentes énergies produites et fournies à la charge, et détermination des fractions de charge f_0 et f .

Pour les valeurs du rayonnement solaire sur surface horizontale sur Terre, H , ainsi que les valeurs de $T_a(t)$, on a pu établir, à partir d'une moyenne d'environ 20 années de mesures obtenues [10, 11], un profil pour toute une année type qu'on a utilisé dans notre travail.

Pour les coefficients η_c et η_w , on a pris, respectivement, les valeurs de 0.90 et 0.95 (souvent utilisées dans le domaine photovoltaïque).

C. Premiers résultats

Un dimensionnement rapide, basé sur les mois extrêmes (en ce qui concerne le rayonnement sur surface horizontale), nous a permis d'avoir une première évaluation de paramètres sur lesquels on va se baser pour commencer.

- Surface $s \approx 17m^2$
- Capacité totale des batteries $B_c \approx 4kWh$

Pour les caractéristiques du panneau utilisé, elles sont détaillées dans le tableau suivant :

TABLE I. CARACTÉRISTIQUES DES MODULES PV

Technologie	η_r	NOCT	β_p
Silicium	12%	45°C	0.4%/°C

On a opté pour un rendement des batteries de 85%. La latitude et la longitude du lieu choisi, Adrar (ville du Sud algérien), sont de 27.86° Nord et 0.28° Ouest, et l'inclinaison des modules a été fixée égale à la valeur de la latitude.

f , fraction de charge totale, doit toujours être sous la forme $1 \pm \epsilon$. Pour avoir un système autonome idéal ϵ doit être le plus petit que possible, pour éviter un surdimensionnement ou un sous-dimensionnement.

Les premiers résultats obtenus sont :

TABLE II. PREMIERS RÉSULTATS DE SIMULATION

Mois	n	f_0	f
Janvier	17	0.4303	0.9785
Février	15	0.4413	0.9881
Mars	15	0.6793	0.9806
Avril	11	0.6831	0.9879
Mai	16	0.7401	0.9833
Juin	15	0.7138	0.9715
Juillet	16	0.7334	0.9803
Aout	16	0.7530	0.9830
Septembre	11	0.6893	0.9787
Octobre	15	0.6810	0.9859
Novembre	17	0.4736	0.9885
Décembre	16	0.4489	0.9828

D'après nos résultats, on constate que le mois possédant la valeur de la fraction de charge f_0 la plus petite est le mois de janvier. Cela s'explique par la faible quantité de rayonnement horizontal journalier qu'il reçoit, H , et qui est considérée comme la plus faible de l'année.

VI. OPTIMISATION DES PARAMETRES

L'objectif de notre travail est de savoir quelle serait la valeur adéquate d'un des paramètres en fixant l'autre pour avoir un système autonome.

Dans un premier lieu, on a laissé la surface de captation fixe, c'est-à-dire $17m^2$, et on a varié la capacité de la batterie, B_c jusqu'à avoir de bonnes valeurs pour la fraction de charge totale f

TABLE III. OPTIMISATION DE LA CAPACITE DE LA BATTERIE $B_c = 10.5kWh$

Mois	f	Mois	f
Janvier	1.0030	Juillet	1.0065
Février	1.0125	Aout	1.0057
Mars	1.0069	Septembre	1.0034
Avril	1.0109	Octobre	1.0095
Mai	1.0066	Novembre	1.0093
Juin	0.9999	Décembre	1.0065



Le 3^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

The 3rd International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa - Algérie 13 et 14 Octobre 2014



A. Optimisation de la surface de captation

Après avoir optimiser la capacité de la batterie en gardant la valeur de la surface fixe, nous avons refait les calculs en changeant la valeur de cette dernière et en fixant $B_c = 4kWh$.

Les résultats optimaux obtenus pour une surface de $s = 26.5m^2$ sont représentés dans la tableau suivant:

TABLE IV. OPTIMISATION DE LA SURFACE DE CAPTATION $s = 26.5m^2$

Mois	f	Mois	f
Janvier	1.0000	Juillet	1.0037
Février	1.0044	Aout	1.0039
Mars	1.0018	Septembre	1.0010
Avril	1.0045	Octobre	1.0037
Mai	1.0039	Novembre	1.0042
Juin	1.0019	Décembre	1.0018

D'après les résultats obtenus, on constate que la condition $f \approx 1$ est satisfaite pour tous les mois de l'année.

On opte pour cette deuxième solution (grande surface de captation) car la durée de vie des panneaux photovoltaïques qui est longue que celle des batteries, et surtout la fragilité de ces dernières et leurs sensibilité à plusieurs paramètres extérieurs (régime de charge et décharge, température, humidité, ... etc.), de plus, le problème et d'encombrement ne se pose pas au sud algérien.

VII. CONCLUSION

Notre travail de recherche se présente en deux parties. La première partie a été consacrée à l'estimation du rayonnement horaire solaire à partir des données journalières disponibles, et

ce pour palier le problème du réseau de mesure qui est peu dense et le manque de données horaires.

En deuxième partie, on a appliqué le concept d'utilisabilité horaire pour optimiser le dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome dans le sud algérien, Adrar. Cette méthode ne requiert pas beaucoup de paramètres d'entrées, et assure une grande précision des résultats.

On s'est particulièrement intéressé au binôme surface de captation, capacité des batteries, pour cela nous avons varié ces deux paramètres afin de trouver la configuration optimale pouvant satisfaire les besoins en énergie électrique de la demande de charge choisie.

REFERENCES

- [1] CEA, *Les Énergies du 21 siècle*, MAYA Press, 2010.
- [2] Groupe Sonelgaz, *Noor*, ALPHA Design, n°10, Juillet 2010.
- [3] RETScreen International, *Analyse de Projets d'Installation Photovoltaïque*, Centre de Technologie et d'Énergie de CANMET-Varenes (CTEC), Canada 2004.
- [4] J.A Duffie, W.A Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, JOHN WILEY and SONS. 3ème Édition, New Jersey 2006.
- [5] N.Z Al-Rawahi, Y.H Zurigat, N.A Al-Azri, "Prediction of Hourly Solar Radiation on Horizontal and Inclined Surfaces for Muscat/Oman," *The Journal of Engineering Research*, vol. 8, no. 2, pp. 19-31, 2011.
- [6] R Peres, P Ineichen, R Seals, J Michalsky, R Stewart, "Modeling Availability and Irradiance Components From Direct and Global Irradiance," *Solar Energy*, vol. 44, no. 5, pp. 271-289, 1990.
- [7] D.R Clark, S.A Klein, W.A Beckman, "A Method for Estimating the Performance of Photovoltaic Systems," *Solar Energy*, vol. 33, no. 6, pp. 551-555, 1984.
- [8] AN. Ghellai, "Méthode de Dimensionnement Optimal d'une Installation Photovoltaïque," Thèse de Magister, Université de Tlemcen, Algérie, Jan. 1991.
- [9] Python : <http://www.python.org>
- [10] National Climatic Data Center : <http://cdo.ncdc.noaa.gov/>
- [11] Atmospheric Science Data Center, NASA Surface meteorology and Solar Energy : <http://www.eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/daily.cgi>