

Analyse technico économique d'un système hybride (photovoltaïque/éolien) autonome pour le site d'Adrar

S. Diaf^{1*}, M. Haddadi² et M. Belhamel¹

¹ Centre de Développement des Energies Renouvelables, B.P. 62, Route de l'Observatoire, Bouzaréah, Alger

² Ecole Nationale Polytechnique, B.P. 182, 10 Avenue Hassen Badi, El Harrach, Alger

(reçu le 03 Juin 2006 - accepté le 30 Septembre 2006)

Résumé - Nous présentons dans cet article une étude de dimensionnement et d'optimisation technico-économique d'un système hybride photovoltaïque/éolien autonome avec batteries de stockage. Deux méthodes sont développées pour ce type de système. La première est basée sur la moyenne des valeurs mensuelles annuelles dans laquelle la taille des générateurs photovoltaïque et éolien est déterminée à partir des valeurs moyennes mensuelles des contributions de chaque composant. Dans la seconde méthode, la détermination des tailles de ces deux composants du système est basée sur le mois le plus défavorable (défini comme étant le mois qui nécessite la plus grande utilisation de la surface du générateur photovoltaïque/éolien). L'optimisation a été effectuée en tenant compte du paramètre économique qui représente un critère à ne pas négliger dans les systèmes fonctionnant avec des sources renouvelables. Afin de faire ressortir la configuration technico-économique optimale, plusieurs combinaisons de la fraction de la charge alimentée par le photovoltaïque sont considérées et pour lesquelles le coût total est déterminé. La configuration optimale sera ainsi obtenue pour les deux méthodes. Nos résultats montrent que le photovoltaïque présente une variante plus favorable dans le site d'Adrar relativement à l'éolien et cela par les deux méthodes utilisées. La méthode du mois le plus défavorable présente un coût du système plus élevé par rapport à celle de la moyenne des valeurs mensuelles par an. Cela est dû à la meilleure fiabilité que présente le système déduit de cette méthode.

Abstract - This paper presents the sizing and techno-economic optimisation for autonomous photovoltaic/wind hybrid with battery storage. Two methods are examined to illustrate calculation of the relative contributions of photovoltaic and wind energy for stand alone hybrid system. Method 1 uses the annual average monthly values. In which the size of the PV panel and wind generator is derived from the yearly averaged monthly values of the component contributions. With method 2, the renewable components are sized with respect to the worst renewable months. For both methods, the required numbers of the PV panels and wind generators (WG) units for supplying the load is determined. The techno-economic optimisation of autonomous energy system taking into account the economic factor (system cost) which represents a criterion with not neglecting in the systems with renewable sources. In order to disclose the optimum techno-economic configuration, several combinations (varying the photovoltaic coverage of the load fraction) are examined for which the total cost is determined. In consequently, the optimum renewable configuration is then obtained for both methods. From the obtained results, it is also seen that there is an economically favourable trend to use PV rather than wind power in Adrar for both methods. The worst month's method presents a higher cost system compared to that of the yearly average monthly method. That is due to the reliability which presents the system deduced from this method.

Mots clés: Energie solaire - Energie éolienne - Système hybride - Dimensionnement - Optimisation - Facteur d'autonomie.

1. INTRODUCTION

Pour un développement durable, le recours à l'utilisation des systèmes énergétiques à sources d'énergies renouvelables est devenu indispensable. Connaissant les problèmes rencontrés pour le transport de l'énergie électrique dans les zones éloignées, ainsi que le coût élevé, il serait plus

* sdiaf@cder.dz - * mourad.haddadi@enp.edu.dz - * mbelhamel@cder.dz

judicieux d'envisager l'utilisation de systèmes hybrides photovoltaïque/éolien dans ces régions puisque les gisements solaire et éolien y sont importants.

L'étude préalable de ce type de système est une étape importante, du fait qu'un système surdimensionné traduira des surcoûts, tandis qu'un système sous dimensionné serait moins fiable.

Le sud algérien et plus particulièrement le site d'Adrar dispose d'un fort potentiel énergétique solaire et éolien ce qui plaide en faveur du développement des systèmes à sources d'énergies renouvelables dans ces régions. Il est alors nécessaire de connaître la contribution de chaque source (photovoltaïque et éolien) pour l'alimentation de la charge afin de faire ressortir la variante optimale, tenant compte du facteur économique.

C'est cette étude de dimensionnement optimal qui est présentée dans ce qui suit.

2. ANALYSE DU POTENTIEL ENERGETIQUE SOLAIRE ET EOLIEN DISPONIBLE A ADRAR

Adrar est doté d'un fort potentiel de rayonnement solaire, et la région est caractérisée par une saison d'été très chaude (Juin - Septembre) avec une température moyenne mensuelle qui dépasse les 36 °C. Les valeurs moyennes mensuelles journalières de l'irradiation globale sur plan horizontal et incliné (à la latitude) pour la période 1997-2000 sont représentées dans la figure 1.

L'irradiation moyenne journalière sur plan horizontal est importante sur la période avril - août, comparativement aux autres mois de l'année, elle dépasse les 8 kWh/m².jour durant les mois de juin et juillet. Remarquons que durant la période avril - août, l'irradiation sur le plan horizontal est plus importante que sur le plan incliné.

Du même pour le gisement éolien, en se basant sur les données de l'Office National de la Météorologie 'O.N.M.' du site d'Adrar sur la période 1978-1988 [1], la vitesse moyenne mensuelle est représentée dans la figure 2. On peut constater que le site d'Adrar est doté aussi d'un gisement éolien considérable avec une vitesse moyenne annuelle du vent de l'ordre de 5.9 m/s pour une hauteur de 10 mètres et une vitesse moyenne mensuelle généralement élevée pendant la période estivale juillet - septembre dépassant les 6 m/s par rapport aux autres mois de l'année. Ceci prouve clairement que le site d'Adrar est bien adapté pour une production de l'énergie éolienne.

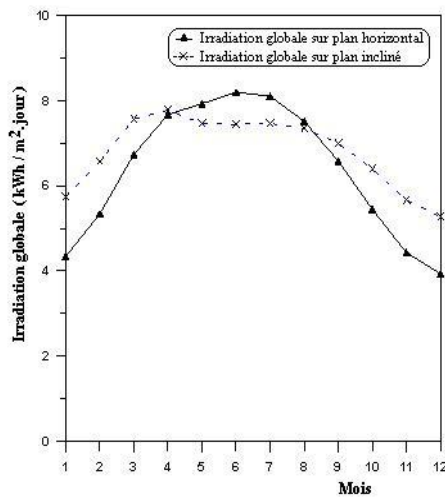


Fig. 1: Irradiation globale moyenne mensuelle du site d'Adrar

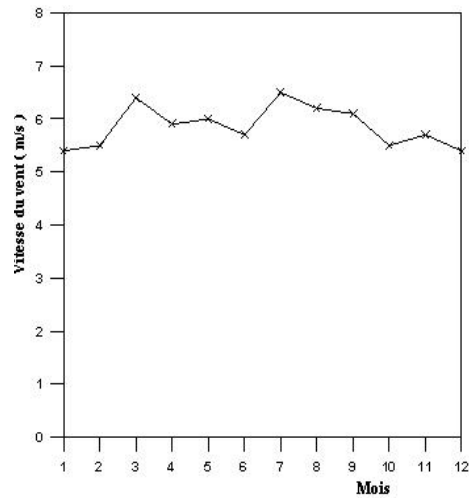


Fig. 2: Vitesse moyenne mensuelle du vent du site d'Adrar

3. CARACTERISTIQUES DES ENERGIES PHOTOVOLTAÏQUE ET EOLIENNE

3.1 Générateur photovoltaïque

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé.

L'énergie électrique produite par un générateur photovoltaïque est donnée par [2]:

$$E = \overline{\eta_{\text{gen}}} \cdot A_c \cdot P_f \cdot G_{\text{in}} \quad (1)$$

où A_c représente la surface totale du générateur photovoltaïque (m^2); $\overline{\eta_{\text{gen}}}$ le rendement du générateur photovoltaïque et G_{in} l'irradiation solaire sur plan incliné (kWh/m^2).

Le rendement du générateur photovoltaïque est représenté par l'équation suivante:

$$\overline{\eta_{\text{gen}}} = \eta_r \left\{ 1 - \gamma (\overline{T_c} - 25) \right\} \quad (2)$$

$$\overline{T_c} = \overline{T_a} + G_{\text{in}} \left(\frac{\text{NOCT} - 20}{800} \right) \quad (3)$$

γ est le coefficient tenant compte de la variation du rendement du module photovoltaïque en fonction de la température, qui est pris à ($0.0045 / ^\circ\text{C}$); η_r est le rendement de référence du générateur photovoltaïque; $\overline{T_a}$ la température ambiante moyenne journalière; $\overline{T_c}$ la température cellule moyenne journalière ($^\circ\text{C}$); NOCT est la température nominale de fonctionnement de la cellule et P_f qui est le facteur de remplissage du module, égal à 0.9.

3.2 Générateur éolien

La puissance contenue sous forme d'énergie cinétique, P (W), dans le vent est exprimée par:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (4)$$

avec: A est la surface traversée par le vent (m^2); ρ est la densité de l'air ($= 1.225\text{kg}/\text{m}^3$) et v la vitesse du vent (m/s).

Le générateur éolien ne peut récupérer qu'une partie de cette puissance de vent et qui représente la puissance produite par le générateur éolien:

$$P_{\text{el}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_e \cdot A \cdot v^3 \cdot 10^{-3} \quad (5)$$

C_e est le facteur d'efficacité, qui dépend de la vitesse du vent et de l'architecture du système [3]. Il est déterminé à partir des performances de l'unité de transformation.

$$C_e = C_p \cdot \eta_m \cdot \eta_g \quad (6)$$

η_m et η_g représentent le rendement respectivement du multiplicateur et de la génératrice. C_p est le coefficient de performance de la turbine éolienne. Il ne peut théoriquement pas dépasser une limite dite limite de Betz ($C_{p\text{-limite}} = 0.593$).

Dans cette étude, on prend $C_e = 0.45$.

Par conséquent, l'énergie produite par le générateur éolien est exprimée par:

$$E_{\text{el}} = P_{\text{el}} \cdot \Delta t \quad (7)$$

4. METHODE DE DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME

L'énergie mensuelle produite par le système par unité de surface est notée $E_{pv,m}$ (kWh/m²) pour le photovoltaïque et $E_{el,m}$ (kWh/m²) pour l'éolien (où $m = 1, \dots, 12$, représente le mois de l'année). Le mois le plus défavorable est fonction de la charge mensuelle, des ressources climatiques et des performances des composants du système. La surface du générateur nécessaire pour assurer la couverture totale (100 %) de la charge (E_L) durant le mois le plus défavorable est exprimée par:

$$A_i = \max\left(\frac{E_{L,m}}{E_{i,m}}\right) \quad (8)$$

avec $i = pv$ pour le générateur photovoltaïque et $i = el$ pour le générateur éolien.

Dans un système hybride photovoltaïque/éolien, le terme de l'énergie totale produite est assez indéfini dans le sens où la contribution de chacune de ces parties n'est pas déterminée.

L'énergie totale produite par les deux générateurs photovoltaïque et éolien qui alimentent la charge est exprimée par:

$$E_{pv} \cdot A_{pv} + E_{el} \cdot A_{el} = E_L \quad (9)$$

$$\text{avec } E_{pv} \cdot A_{pv} = f \cdot E_L \quad (10)$$

$$E_{el} \cdot A_{el} = (1 - f) \cdot E_L \quad (11)$$

où f représente la fraction de la charge alimentée par la source photovoltaïque et $(1 - f)$ celle alimentée par la source éolienne. La valeur limite $f = 1$ indique que la totalité de la charge est alimentée par la source photovoltaïque, quant à $f = 0$ correspond à une alimentation 100 % éolienne.

Dans cette étude de dimensionnement et d'optimisation, deux méthodes sont utilisées, et elles sont basées sur la moyenne mensuelle annuelle et la moyenne du mois le plus défavorable de l'énergie totale incidente.

4.1 Méthode des moyennes mensuelles annuelles

Dans cette méthode, la taille des générateurs photovoltaïques et éolien est tirée des valeurs moyennes annuelles de chaque contribution nommée $\overline{E_{pv}}$, $\overline{E_{el}}$ (pour un mois). De la même manière, la charge est représentée par la valeur moyenne mensuelle annuelle. Par conséquent, les surfaces des deux générateurs photovoltaïque et éolien sont données par:

$$A_{pv} = f \cdot \frac{\overline{E_L}}{\overline{E_{pv}}} \quad (12)$$

$$A_{el} = (1 - f) \cdot \frac{\overline{E_L}}{\overline{E_{el}}} \quad (13)$$

Cette méthode est utilisée lorsque les données météorologiques incidentes sont disponibles.

4.2 Méthode du mois le plus défavorable

Pour cette méthode, le dimensionnement des composants du système (générateurs photovoltaïque et éolien) se fait en fonction du mois le plus défavorable pour le solaire et pour l'éolien.

Les surfaces nécessaires pour les deux générateurs sont exprimées par:

$$A_{pv} = f \cdot \max\left(\frac{E_{L,m}}{E_{pv,m}}\right) \quad (14)$$

$$A_{el} = (1-f) \cdot \max\left(\frac{E_{L,m}}{E_{el,m}}\right) \quad (15)$$

Dans notre cas, E_L est constante.

4.3 Surfaces retenues des composants

Economiquement, la taille réelle retenue pour chaque générateur est particulièrement importante pour les systèmes de petite échelle car elle peut être différente de celle (théorique) qui est déterminée dans les équations précédemment mentionnées. La taille (surface) réelle est calculée selon la surface de l'unité du composant ($S_{pv,u} = 0.3 \text{ m}^2$ et $S_{e,u} = 0.65 \text{ m}^2$).

$$A_{i,r} = \text{ENT}\left(\frac{A_i}{A_{i,u}}\right) \cdot A_{i,u} \quad (16)$$

telle que $\text{ENT}\left(\frac{A_i}{A_{i,u}}\right)$ représente la valeur entière du rapport, prise par excès.

4.4 Facteur d'autonomie

Le facteur d'autonomie R est défini comme égal à 1 moins le rapport du nombre total d'heures où on a le déficit (HDC) au nombre total d'heures de fonctionnement.

$$R = 1 - \frac{\text{HDC}}{H_{\text{tot}}} \quad (17)$$

Pour un fonctionnement annuel, $H_{\text{tot}} = 8760$ heures.

4.5 Taille de la batterie

La taille de la batterie de stockage est déterminée à partir de la charge demandée maximale $E_{L,\text{max}}$ (charge mensuelle maximale). La capacité de la batterie de stockage peut être exprimée par:

$$C_{\text{bat}} = \frac{E_{L,\text{max}} \cdot 1000 \text{ H}}{V_{\text{sys}}} \cdot \frac{\Delta t}{N_m} \quad (18)$$

où V_{sys} est la tension du système; N_m le nombre de jours du mois le plus défavorable; Δt représente la durée relative en jours à l'autonomie demandée, qui est définie par le concepteur.

La capacité réelle de la batterie est déterminée à partir de la capacité d'une unité de batterie $C_{\text{bat},u}$ comme pour le cas des surfaces des générateurs photovoltaïque et éolien.

$$C_{\text{bat},r} = \text{ENT}\left(\frac{C_{\text{bat}}}{C_{\text{bat},u}}\right) \cdot C_{\text{bat},u} \quad (19)$$

5. ANALYSE ECONOMIQUE

Le coût total du système représente la somme des coûts initiaux de tous les composants, les coûts d'opérations et de maintenance et les coûts de remplacement.

Pour cette analyse économique, seuls les coûts des composants seront pris en compte. Le coût total du système sera donné par:

$$C_{\text{tot}} = C_{\text{pv}} + C_{\text{el}} + C_{\text{bat}} \quad (20)$$

Les prix unitaires de chaque composant sont relatifs à l'année 2001 [5].

- Module photovoltaïque amorphe: 58.78 £ pour une surface de 0.3 m²
- Générateur éolien: 327 £ pour une surface de 0.65 m².

6. ANALYSE ET DISCUSSION DES RESULTATS

Le tableau 1 montre la production énergétique mensuelle des composants du système hybride étudié et la taille de chaque composant nécessaire pour satisfaire une charge de consommation journalière supposée constante de l'ordre de 0.720 kWh par jour en utilisant les données réelles du site d'Adrar.

Tableau 1: Energies spécifiques mensuelles produites par les générateurs photovoltaïque et éolien pour le site d'Adrar et tailles nécessaires des deux générateurs

Mois	Irradiation mensuelle (kWh/m ² .j)	E _{pv} mensuelle (kWh/m ²)	E _{el} mensuelle (kWh/m ²)	E _L (kWh)	A _{pv} (m ²)	A _{el} (m ²)
Janvier	178,157	15,2324	32,2904	22,32	1,4653	0,6912
Février	184,212	15,2528	30,8160	20,16	1,3217	0,6542
Mars	234,794	18,8070	53,7566	22,32	1,1868	0,4152
Avril	233,43	18,4877	40,7574	21,60	1,1683	0,5300
Mai	231,415	17,9116	44,2940	22,32	1,2461	0,5039
Juin	223,35	16,8853	36,7516	21,60	1,2792	0,5877
Juillet	231,415	17,2867	56,3160	22,32	1,2912	0,3963
Août	227,788	17,0158	48,8727	22,32	1,3117	0,4567
Septembre	210,09	16,0719	45,0444	21,60	1,3440	0,4795
Octobre	198,307	15,7059	34,11769	22,32	1,4211	0,6542
Novembre	169,98	14,0743	36,7516	21,60	1,5347	0,5877
Décembre	163,463	14,1232	32,2904	22,32	1,5804	0,6912
Moyenne mensuelle	207,200	16,4046	41,0049	21,9	1,3350	0,5540

Tableau 2: Méthode 1 - Dimensionnement selon la moyenne mensuelle annuelle

f = 1 ⇒ 100 % PV et f = 0 ⇒ 100 % Eolien

f	A _{pv} (m ²)	Modules PV (Nb)	A _{el} (m ²)	Générateur éolien (Nb)	Coût PV	Coût éolien	Coût total PV + éolien
1	1.5	5	0	0	293.9	0	293.9
0,9	1,5	5	0,65	1	293,9	327	620.9
0,8	1,2	4	0,65	1	293,9	327	562.12
0,7	1,2	4	0,65	1	235,12	327	562.12
0,6	0,9	3	0,65	1	176,34	327	503.34
0,5	0,9	3	0,65	1	176,34	327	503.34
0,4	0,6	2	0,65	1	117,56	327	444.56
0,3	0,6	2	0,65	1	117,56	327	444.56
0,2	0,3	1	0,65	1	58,78	327	385,78
0,1	0,3	1	0,65	1	58,78	327	385,78
0	0	0	0,65	1	0	327	327

Modules PV (Nb): Nombre de modules PV et Générateur éolien (Nb): Nombre de générateur éolien

Tableau 3: Méthode 2 - Dimensionnement selon le mois le plus défavorable

f	A _{pv} (m ²)	Modules PV (Nb)	A _{el} (m ²)	Générateur éolien (Nb)	Coût PV	Coût éolien	Coût total PV + éolien
1	1,8	6	0	0	352.68	0	352.68
0,9	1,5	5	0,65	1	293.9	327	620.9
0,8	1,5	5	0,65	1	293.9	327	620.9
0,7	1,2	4	0,65	1	235.12	327	562.12
0,6	1,2	4	0,65	1	235.12	327	562.12
0,5	0,9	3	0,65	1	176.34	327	503.34
0,4	0,9	3	0,65	1	176.34	327	503.34
0,3	0,6	2	0,65	1	117.56	327	444.56
0,2	0,6	2	0,65	1	117.56	327	444.56
0,1	0,3	1	0,65	1	58.78	327	385.78
0	0	0	1,3	2	0	654	654

Les résultats obtenus de la simulation par la première méthode sont représentés dans le tableau 2 dans lequel sont présentés le nombre d'unités de chaque composant du système (photovoltaïque et éolien) défini comme le rapport entre la surface du générateur et la surface unitaire et le coût total du système pour chaque configuration.

Ces résultats montrent que la configuration avec système photovoltaïque seul ($f = 1$ avec 5 modules photovoltaïques ayant un coût de **293.9 £**) est celle la plus économique. Pour le système éolien pur, les résultats montrent que la charge est alimentée totalement avec un coût qui n'est pas loin du coût minimum. Quant au système hybride, le plus économique est celui qui présente $f = 0,2$ et $f = 0,3$ (un module photovoltaïque et un générateur éolien) avec un coût de **385.78 £** (**Tableau 2**).

Pour la deuxième méthode, les résultats illustrés dans le tableau 3 montrent que le coût du système est relativement élevé et la configuration photovoltaïque seule présente aussi la configuration optimale, mais avec 06 modules photovoltaïques avec un coût de **352.68 £**.

Quant au système hybride, le plus économique est celui qui a le facteur $f = 0,1$, avec un module photovoltaïque et un générateur éolien.

Un point important à retenir dans cette étude est que le photovoltaïque présente une option favorable économiquement pour ce type de charge à Adrar.

7. CONCLUSION

Pour le site d'Adrar et une charge particulière telle que définie dans cette étude, le système photovoltaïque seul a un impact économique plus favorable par rapport à celui éolien.

La méthodologie présentée pour le dimensionnement et l'optimisation du système hybride utilisant les deux scénarios montre que la méthode du mois le plus défavorable donne un coût du système plus élevé par rapport à celle de la moyenne des valeurs mensuelles par an. Cela est dû à la fiabilité que présente le système déduit de la première méthode.

Indépendamment de la méthode utilisée, l'optimisation du dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque / éolien nécessite une analyse détaillée de la consommation (aléatoire), des données de l'éclairement solaire et de la vitesse du vent avec sa fonction de distribution. En plus des aspects économiques, le facteur d'autonomie est un des critères importants qui doit être pris en considération dans toute l'étude d'optimisation de dimensionnement.

REFERENCES

- [1] R. Hammouche, '*Atlas Vent de l'Algérie*', Office National de la Météorologie, Alger, 1991.
- [2] M.A. ElHadidy, '*Performance Evaluation of Hybrid (Wind/Solar/Diesel) Power Systems*', Renewable Energy, Vol. 26, pp. 401 – 413, 2002.
- [3] C.T. Kiranoudis, N.G. Voros and Zb. Maroulis, '*Short Cut Design of Wind Farms*', Energy Policy, Vol. 29, pp. 567 – 578, 2001.
- [4] B.S. Borowy and Z.M. Salameh, '*Optimum Photovoltaic Array Size for a Hybrid Wind/PV System*', IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 9, N°3, pp. 482 – 488, September 1994.
- [5] A.N. Celik, '*Optimisation and Techno-economic Analysis of Autonomous Photovoltaic-Wind Hybrid Energy Systems in Comparison to Single Photovoltaic and Wind Systems*', Energy Conversion and Management, Vol. 43, pp. 2453 – 2468, 2002.