

## Optimisation d'un système hybride (éolien – photovoltaïque) totalement autonome

Abdelhamid Kaabeche<sup>1</sup>, Maiouf Belhamel<sup>1</sup>, Rachid Ibtienou<sup>2</sup>,  
Sedraoui Moussa<sup>1</sup> et Mohamed Benhaddadi<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Centre de Développement des Energies Renouvelables  
B.P. 62, Route de l'observatoire, Bouzaréah, Alger, Algérie

<sup>2</sup> Ecole Nationale Polytechnique,  
Avenue Hassen Badi, El Harrach, Alger, Algérie

<sup>3</sup> Département de l'Énergie Électrique, Ecole Polytechnique de Montréal, Canada

(reçu le 02 Mai 2006 - accepté le 30 Septembre 2006)

**Résumé** - Nous présentons dans ce papier, une méthode de dimensionnement optimal du générateur photovoltaïque et du banc de batteries dans un système hybride de production d'électricité (éolien - photovoltaïque) totalement autonome. Pour une charge et une probabilité de perte d'énergie données sous le critère d'un prix minimum du système, un nombre optimal de batteries et de modules photovoltaïques a été calculé. Ainsi, à partir de données horaires de l'irradiation solaire, de la température ambiante et de la vitesse du vent, nous avons calculé la puissance horaire produite par l'aérogénérateur et par le générateur photovoltaïque sur une période d'analyse d'une année. Ces données sont issues de mesures au centre de Bouzaréah. Un profil de consommation type a été adopté. Il correspond au profil rencontré généralement dans les sites isolés.

**Abstract** - This paper presents a method that permits to determine the optimum size of battery bank and the PV array for autonomous PV-wind hybrid energy system. Hourly data of solar irradiation, ambient temperature and wind speed recorded at Bouzaréah (Algeria) for a period of one year have been used. These data have been used to calculate hourly power generated by a wind generator and a PV module for the same period of time. A typical load profile, corresponding to a load profile generally encountered in remote areas, was adopted. For a given load and a desired loss of power supply probability, an optimum number of batteries and PV modules was calculated based on the minimum cost of the system.

**Mots clés:** Système hybride (éolien-solaire) - Optimisation - Méthode de la LPSP - Banc de batteries.

### 1. INTRODUCTION

Pour de très nombreuses applications d'intérêt sensible et stratégique comme les relais de télécommunication, les postes frontières, l'habitat isolé, les dispensaires, etc., hors réseau d'électricité conventionnelle, la disponibilité permanente de la source primaire d'énergie est vitale et conditionne dans une très large mesure, la fiabilité des installations et leur fonctionnement permanent.

Les solutions technologiques classiques apportées par le stockage électrochimique conventionnel sont onéreuses, limitées techniquement en puissance et restreintes en capacité. Celles apportées par les groupes électrogènes, de part la nécessité d'approvisionnement en carburant et celle de leur maintenance, présentent des inconvénients liés le bruit, la pollution et surtout leur mauvais rendement à charge partielle. Les nouvelles solutions technologiques, apportées par les systèmes hybrides, même si elles ne sont pas encore économiquement compétitives, offrent par contre une sûreté élevée. Toutefois, à la vue de la nécessité du développement durable, ces solutions, avec l'appui de la volonté publique, peuvent être économiquement viables, à moyen et long terme.

L'objectif de notre travail est de maintenir un niveau de fiabilité élevé avec un coût minimal grâce à un dimensionnement optimal de systèmes hybrides (éolien – photovoltaïque). Pour cette

raison, on présente une méthode de dimensionnement optimal d'un système hybride de production d'électricité de dimensions réalistes, alimentant un habitat individuel. Pour des niveaux de fiabilité fixés, on détermine, par un travail de simulation, les dimensions optimales des différents composants du système, permettant la minimisation du coût.

## 2. PRESENTATION DU SYSTEME HYBRIDE

Le système hybride de production d'énergie, de façon générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables. Le système qui nous intéresse regroupe deux parties pour la production de l'énergie passant par un stockage électrochimique (Fig. 1).

Dans notre cas précis, on s'intéresse aux systèmes de petites puissances produisant du courant continu facilement convertible en courant alternatif, grâce à l'intégration d'un onduleur.

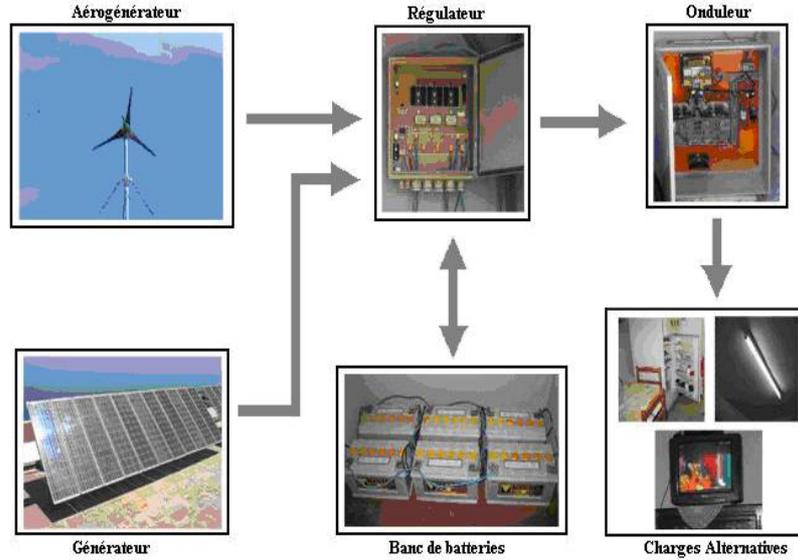


Fig. 1 : Schéma synoptique du système hybride étudié

## 3. CALCUL DE LA PUISSANCE PRODUITE PAR UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE

Pour calculer la puissance de sortie du générateur photovoltaïque, on a utilisé le modèle analytique à cinq paramètres. La relation entre le courant  $I$  et la tension  $V$  du module photovoltaïque est donnée par l'équation suivante [1, 2].

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V + I R_S}{m V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + I R_S}{R_{Sh}} \quad (1)$$

$$V_t = \frac{k T_j}{q} \quad (2)$$

avec  $I_L$  : photocourant,  $I_0$  : courant de saturation,  $q$  : charge de l'électron,  $k$  : constante de Boltzmann,  $m$  : facteur d'idéalité relatif au module,  $T_j$  : température de jonction,  $R_S$  : résistance série et  $R_{Sh}$  : résistance shunt.

Le modèle est basé sur le calcul des cinq paramètres de la fonction  $I = f(I, V)$  qui sont:  $I_L$ ,  $I_0$ ,  $R_S$ ,  $R_{Sh}$ , et  $m$ . Ces paramètres sont déterminés à partir des données qui sont: le courant de court-circuit,  $I_{SC}$ , la tension à circuit ouvert,  $V_{OC}$ , le courant,  $I_m$ , et la tension,  $V_m$  au point de puissance maximale  $P_m$  et les pentes au voisinage de  $V_{OC}$  et de  $I_{SC}$ . Ces paramètres sont donnés par les équations suivantes [3, 4].

$$\left( \frac{dV}{dI} \right) \Big|_{V=V_{OC}} = -R_{S0} \quad (3)$$

$$\left( \frac{dV}{dI} \right) \Big|_{I=I_{SC}} = -R_{Sh0} \quad (4)$$

$$m = \frac{V_m + I_m R_{S0} - V_{OC}}{V_t \left[ \ln \left( I_{SC} - \frac{V_m}{R_{Sh}} - I_m \right) - \ln \left( I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{Sh}} \right) + \left( \frac{I_m}{I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{Sh}}} \right) \right]} \quad (5)$$

$$I_0 = \left( I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{Sh}} \right) \cdot \exp \left( \frac{V_{OC}}{A V_t} \right) \quad (6)$$

$$R_S = R_{S0} - \frac{m V_t}{I_0} \exp \left( -\frac{V_{OC}}{A V_t} \right) \quad (7)$$

$$I_L = I_{SC} \left( 1 + \frac{R_S}{R_{Sh}} \right) + I_0 \left( \exp \frac{I_{SC} R_S}{A V_t} - 1 \right) \quad (8)$$

$$R_{Sh} = R_{Sh0} \quad (9)$$

Un exemple des caractéristiques I–V expérimentales et calculées avec le modèle analytique à cinq paramètres pour différents éclairagements et températures sont données sur la figure 2.

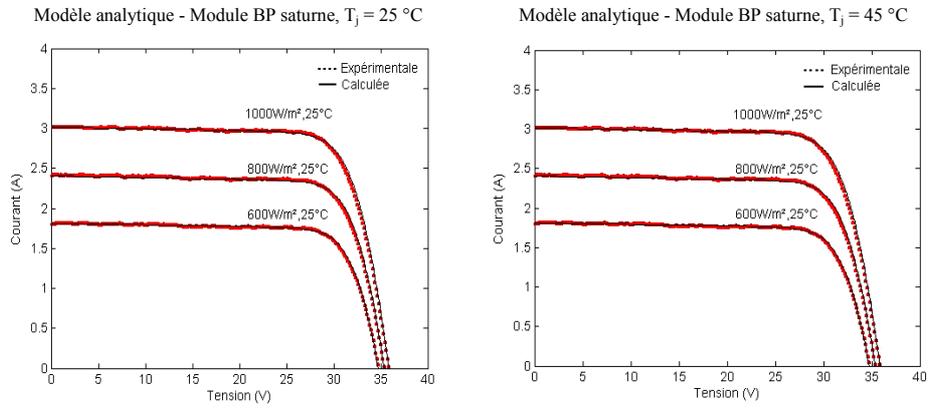


Fig. 2: Caractéristiques I–V expérimentales et calculées avec le modèle analytique pour différents éclairagements et températures

Un convertisseur de puissance est utilisé entre le générateur photovoltaïque et sa charge pour assurer un fonctionnement à puissance maximale quelles que soient la charge et les conditions d'éclairements et de température. Ce convertisseur est un dispositif d'asservissement de la puissance couramment appelé à pilotage MPPT (Maximum Power Point Tracker).

#### 4. ESTIMATION DE LA PUISSANCE HORAIRE PRODUITE PAR UN AEROGENERATEUR

##### 4.1 Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Pour des applications en génie énergétique éolien, l'estimation de la puissance moyenne produite par un aérogénérateur, passe nécessairement par la connaissance de la vitesse du vent à la hauteur de son moyeu. Pour obtenir des données de vitesses du vent à une hauteur désirée, on doit procéder à une extrapolation verticale des vitesses du vent mesurées généralement à la hauteur normalisée de 10 mètres du sol, au moyen du modèle de puissance, souvent utilisé dans la littérature existante [5].

$$\frac{v(z)}{v(z_a)} = \left( \frac{z}{z_a} \right)^\alpha \quad (10)$$

où:  $v(z_a)$ ,  $v(z)$  et  $\alpha$  représentent respectivement la vitesse du vent à la hauteur de l'anémomètre  $z_a$ , la vitesse du vent à la hauteur du moyeu  $z$  et l'exposant caractérisant le cisaillement du vent.

##### 4.2 Modélisation de la distribution des vitesses du vent

La distribution la plus utilisée, pour modéliser la vitesse du vent est la distribution de Weibull à deux paramètres, qui prend en compte l'asymétrie des données empiriques. Elle est donnée par [6, 7]:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left( \frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left( - \left( \frac{v}{c} \right)^k \right) \quad (11)$$

où  $f(v)$  est la probabilité pour que le vent souffle à la vitesse  $v$ ,  $k$  le facteur de forme, sans dimension, il caractérise la dissymétrie de la distribution,  $c$  est le facteur d'échelle.

Un exemple de distribution empirique des vitesses horaires mensuelles à Bouzaréah et distribution de Weibull correspondante est tracé sur la figure 3.

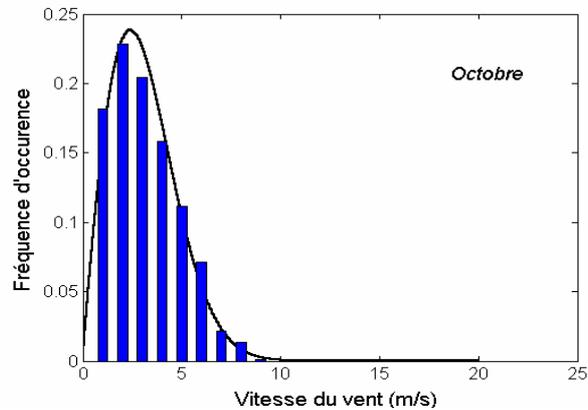


Fig. 3: Distributions des vitesses horaires à Bouzaréah et distributions de Weibull correspondantes

#### 4.3 Puissance moyenne produite par une éolienne

La puissance moyenne de sortie d'une éolienne est la puissance produite à chaque vitesse du vent multipliée par la fréquence de l'occurrence correspondante, intégrée sur toutes les vitesses du vent possibles. Elle est définie par la relation suivante [6]:

$$P_m = \int_0^{\infty} P_s(v) f(v) dv \quad (12)$$

avec:  $P_s(v)$  est la courbe de puissance donnée par le constructeur (W), et  $f(v)$  est la probabilité pour que le vent souffle à la vitesse  $v$ .

La courbe de puissance de l'aérogénérateur choisi est donnée par la figure ci-dessous. Elle est utilisée pour calculer la puissance horaire produite.

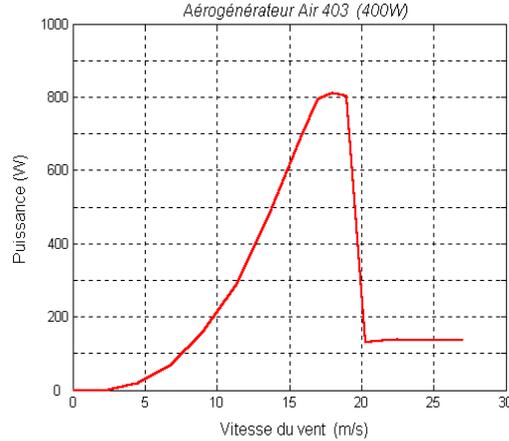


Fig. 4: Courbe de puissance de l'aérogénérateur utilisé

## 5. DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME HYBRIDE

La méthode de dimensionnement présentée, consiste à déterminer le nombre optimal des batteries et des modules PV selon deux critères d'optimisation à savoir: la fiabilité, qui est basée sur le concept de la probabilité de perte d'énergie (Loss of Power Supply Probability - 'LPSP') [9], et sur le coût du système.

La 'LPSP' est définie comme étant la fraction de l'énergie déficitaire sur celle demandée par la charge. Elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge.

En terme d'état de charge des batteries, la 'LPSP' est définie par:

$$LPSP = P_r \left\{ E_B(t) \leq E_{Bmin} \text{ pour } t \leq T \right\} \quad (13)$$

c'est-à-dire, la probabilité pour que l'état de charge, à tout instant  $t$ , soit inférieur ou égal au seuil minimal de l'énergie disponible dans la batterie  $E_{Bmin}$ .  $E_B(t)$  est l'énergie stockée dans la batterie à n'importe quel instant  $t$ , exprimée en [Wh].

### 5.1 Modèle de simulation

L'énergie produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque en une heure, notée  $E_G(t)$ , peut être exprimée par la relation suivante [9]:

$$E_G(t) = E_W(t) + N_{PV} E_{PV}(t) \quad (14)$$

avec:  $E_W(t)$  qui est l'énergie produite par l'aérogénérateur,  $E_{PV}(t)$ , l'énergie produite par le générateur photovoltaïque et  $N_{PV}$  le nombre de modules photovoltaïques.

Deux scénarios sont envisagés pour décrire l'énergie stockée dans les batteries.

### 5.1.1 Premier scénario

Si l'énergie produite par les deux sources dépasse l'énergie demandée par la charge, la batterie se charge en considérant son rendement de charge  $\eta_{B, ch}$  :

$$E_B(t) = E_B(t-1) + \left( E_G(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} \right) \eta_{B, ch} \quad (15)$$

avec:  $\eta_{ond}$  le rendement de l'onduleur;  $\eta_{B, ch}$  le rendement de charge de la batterie,  $E_B(t)$  l'énergie stockée dans la batterie à une heure  $t$ ,  $E_B(t-1)$  l'énergie stockée dans la batterie à l'heure précédente,  $E_L(t)$  l'énergie demandée par la charge à une heure  $t$ .

### 5.1.1 Deuxième scénario

Quand l'énergie demandée par la charge est supérieure à l'énergie produite, la batterie se décharge pour combler le déficit, dans ce cas précis, l'énergie stockée dans la batterie peut être exprimée par la relation suivante:

$$E_B(t) = E_B(t-1) + \left( \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} - E_G(t) \right) \quad (16)$$

Quand l'énergie stockée dans le banc de batteries et celle produite conjointement par les deux sources est insuffisante pour satisfaire la demande pour une heure  $t$ , ce déficit est appelé perte d'énergie (Loss of Power Supply - 'LPS'), il est exprimé par:

$$LPS(t) = E_L - (E_G(t) + E_B(t-1) - E_{B, min}) \eta_{ond} \quad (17)$$

La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' pour une période d'analyse  $T$ , est le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte d'énergie  $LPS(t)$  pour la même période sur l'énergie totale demandée. La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' est définie par la relation suivante [9, 10]:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad (18)$$

## 5.2 Détermination du couple optimal ( $N_B, N_{PV}$ ) selon l'approche économique

Après la détermination des différents couples ( $N_B, N_{PV}$ ), satisfaisant une 'LPSP' désirée, on constate que le nombre de modules est une fonction non linéaire du nombre de batteries. La figure suivante représente cette variation [9, 10].

La fonction du coût du système hybride est exprimée par la relation suivante:

$$C = a N_{PV} + b N_B + C_0 \quad (19)$$

où  $C$  est le coût global du système hybride (DA);  $a$  le coût d'un module photovoltaïque (DA);  $b$  le coût d'une batterie (DA);  $C_0$  le coût total constant incluant les coûts de l'étude, de l'installation, et de l'aérogénérateur.

La solution optimale de la relation (19) est donnée par la relation suivante:

$$\frac{\partial N_{PV}}{\partial N_B} = -\frac{b}{a} \quad (20)$$

Cette solution est graphiquement illustrée sur la figure ci-dessous. Elle correspond à la pente de tangente à la courbe au point de contact 'S'.

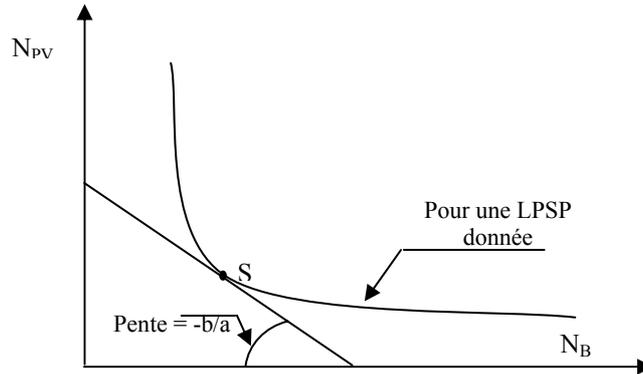


Fig. 5: Tracé du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour une 'LPSP' donnée

## 6. RESULTATS DE LA SIMULATION ET ANALYSES

La méthode de dimensionnement présentée dans ce travail est utilisée pour calculer le nombre optimal de modules photovoltaïques et des batteries dans un système hybride de production d'électricité (éolien - photovoltaïque) totalement autonome, installé sur le site de Bouzaréah. Des données horaires de l'irradiation solaire, de la température ambiante et de la vitesse du vent mesurées à Bouzaréah ont été utilisées.

Un aérogénérateur de puissance 400 W a été utilisé. La puissance du module photovoltaïque utilisé est de 43 Wc. La capacité de la batterie utilisée est de 100 Ah et a un rendement de charge de 0.85 et une profondeur de décharge de 80 %.

Trois valeurs de la probabilité de perte d'énergie 'LPSP' ont été choisies dans cette simulation ( $10^{-1}$ ,  $10^{-2}$  et  $10^{-3}$ ). Elles correspondent à trois niveaux de fiabilité différents.

Le profil de consommation adopté dans cette étude est celui représenté à la figure 6. Cette distribution énergétique horaire est considérée, identique pour tous les jours de l'année et correspond au profil de consommation rencontré généralement dans les sites isolés.

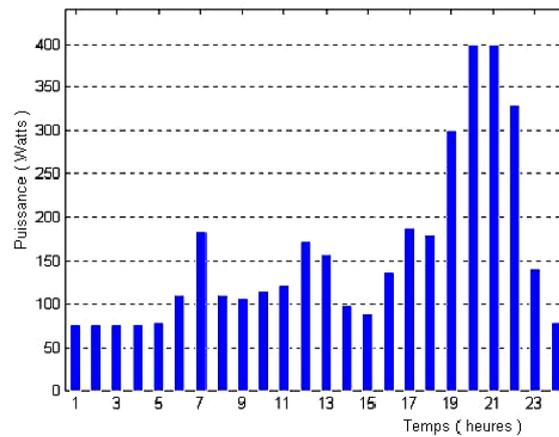


Fig. 6: Profil de consommation adopté

## 6.1 Détermination du couple optimal ( $N_B, N_{PV}$ ) selon l'approche économique

Une étude comparative sur la détermination de la taille optimale du générateur PV et de la capacité du stockage est établie entre deux systèmes de production d'électricité à savoir: le système photovoltaïque et le système hybride.

### 6.1.1 Cas du système photovoltaïque

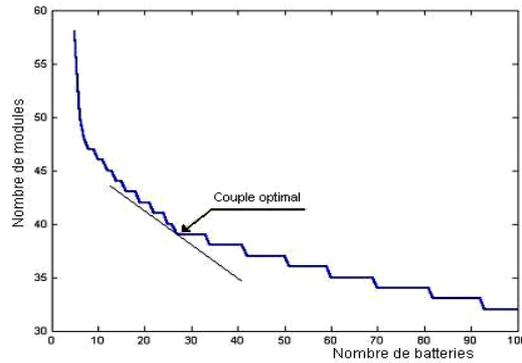
Pour chaque 'LPSP' donnée, on voit qu'il existe un couple optimal ( $N_B, N_{PV}$ ) qui correspond au coût minimal de l'installation, il se situe dans le cas de la figure 7(a) ('LPSP' =  $10^{-1}$ ), autour des 1,7 kW<sub>c</sub> PV (39 modules). La capacité de stockage alors nécessaire est d'environ 32,4 kWh (27 batteries). Il est de 2,2 kW<sub>c</sub> PV (51 modules) et de 39,6 kWh (33 batteries) de capacité de stockage dans le cas de la figure 7(b) ('LPSP' =  $10^{-2}$ ).

Le couple optimal dans le cas de la figure 7(c) ('LPSP' =  $10^{-3}$ ), est de 2,24 kW<sub>c</sub> PV avec 52 modules photovoltaïques et de 47 kWh (39 batteries) de capacité du stockage.

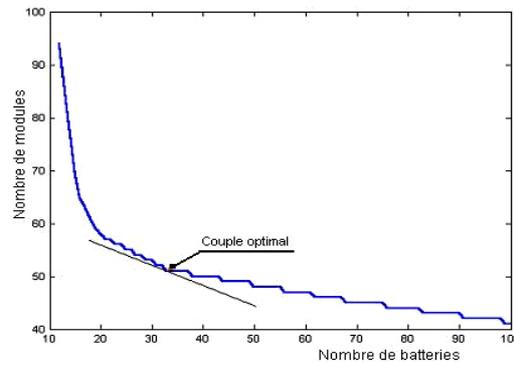
### 6.1.2 Cas du système hybride

Avec la même manière que dans le cas du système photovoltaïque, on détermine les couples optimaux, qui correspondent au coût minimal de l'installation. Le premier couple optimal dans le cas de la figure 8(a) ('LPSP' =  $10^{-1}$ ), se situe autour des 1,2 kW<sub>c</sub> PV (28 modules). La capacité de stockage correspondante est de 12 kWh (10 batteries). Le deuxième couple optimal est donné par la figure 8(b) ('LPSP' =  $10^{-2}$ ), il est de 1,64 kW<sub>c</sub> avec 38 modules photovoltaïques et de 19,2 kWh avec 16 batteries de stockage.

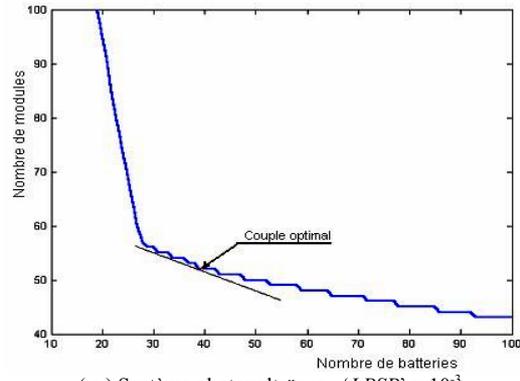
La figure 8(c) ('LPSP' =  $10^{-3}$ ) donne le troisième et dernier couple optimal dont sa puissance crête PV est de 1,64 kW<sub>c</sub> (38 modules) et sa capacité de stockage de 31,2 kWh (26 batteries).



(a) Système photovoltaïque - 'LPSP' =  $10^{-1}$

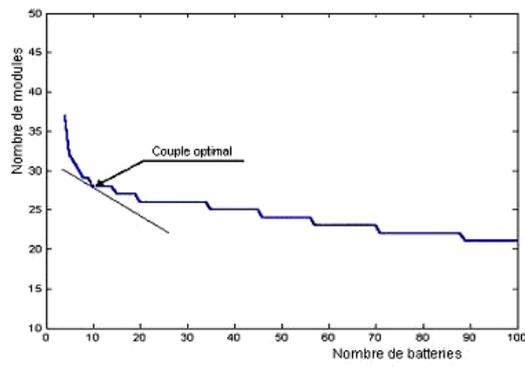


(b) Système photovoltaïque - 'LPSP' =  $10^{-2}$

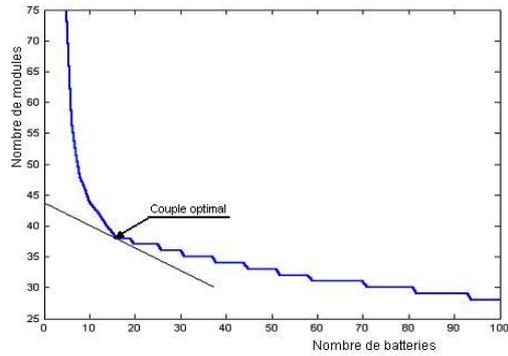


( c ) Système photovoltaïque - ' $LPSP$ ' =  $10^{-3}$

Fig. 7: Variation du nombre de modules en fonction du nombre de batteries avec la solution optimale, pour différents niveaux de fiabilité



( a ) Système hybride (éolien – photovoltaïque) - ' $LPSP$ ' =  $10^{-1}$



( b ) Système hybride (éolien – photovoltaïque) - ' $LPSP$ ' =  $10^{-2}$

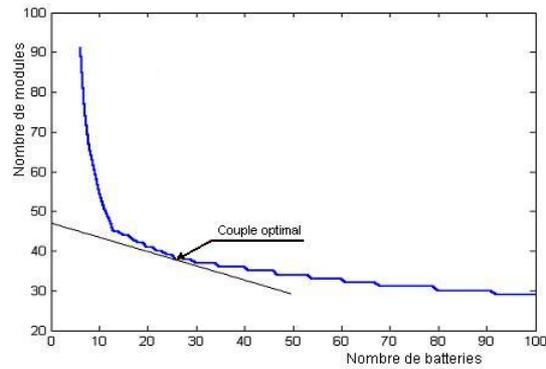
(c) Système hybride: Eolien – PV - ' $LPSP$ ' =  $10^{-3}$ 

Fig. 8: Variation du nombre de modules en fonction du nombre de batteries avec la solution optimale, pour différents niveaux de fiabilité

Afin de mieux apprécier l'intérêt d'introduire l'aérogénérateur dans le système autonome photovoltaïque - batterie, on a dressé le tableau suivant:

**Tableau 1:** Couples optimaux déterminés pour les deux systèmes pour différents niveaux de fiabilité

$LPSP$	Système photovoltaïque				Système hybride (éolien – photovoltaïque)			
	Taille du générateur photovoltaïque		Capacité de stockage		Taille du générateur photovoltaïque		Capacité de stockage	
	$P_c$ (kW <sub>c</sub> )	$N_{PV}$	$C_s$ (kWh)	$N_B$	$P_c$ (kW <sub>c</sub> )	$N_{PV}$	$C_s$ (kWh)	$N_B$
$10^{-1}$	1,7	39	32,4	27	1,2	28	12	10
$10^{-2}$	2,2	51	39,6	33	1,64	38	19,2	16
$10^{-3}$	2,4	52	46,8	39	1,64	38	31,2	26

On voit sur ces résultats que la production éolienne a permis de diminuer la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité du stockage pour les trois niveaux de fiabilité choisis ( $10^{-1}$ ,  $10^{-2}$  et  $10^{-3}$ ).

Le tableau suivant donne les coûts, en hors taxes, des couples optimaux (nombre de modules photovoltaïques, nombre de batteries) des deux systèmes autonomes hybride et mono source, pour les mêmes niveaux de fiabilité.

**Tableau 2:** Différence des coûts, en hors taxes, entre les deux systèmes : hybride et mono source

$LPSP$	Système photovoltaïque			Système hybride (éolien – photovoltaïque)			Différence des coûts DA
	$N_{PV}$	$N_B$	Coût (HT) DA	$N_{PV}$	$N_B$	Coût (HT) DA	
$10^{-1}$	39	27	1 218 000,00	28	10	780 000,00	428 000,00
$10^{-2}$	51	33	1 572 000,00	38	16	1 094 000,00	478 000,00
$10^{-3}$	52	39	1 651 000,00	38	26	1 184 000,00	467 000,00

Sachant que le coût de la batterie est de 9 000 DA (HT), et celui du module photovoltaïque de 25 000 DA (HT), et en comparant la différence des coûts entre les deux systèmes par rapport au prix de l'aérogénérateur qui est de 100 000 DA (HT), on constate que ce dernier nous fera gagner au moins 300 000 DA.

## 7. CONCLUSION

Après avoir calculé les puissances horaires produites conjointement par les deux sources d'énergie, et adopté un profil de consommation correspondant à celui rencontré généralement dans les sites isolés, on a élaboré un programme de simulation à pas de temps horaire, qui consiste à calculer pour les différents couples  $(N_B, N_{PV})$  choisis, leurs 'LPSP' correspondantes, par la suite et pour les trois niveaux de fiabilité désirés ( $10^{-1}$ ,  $10^{-2}$  et  $10^{-3}$ ), on a tracé les courbes d'isofiabilité avec les solutions optimales.

Les résultats de la simulation montrent l'intérêt d'introduire un aérogénérateur dans un système photovoltaïque autonome. Cet intérêt se manifeste par la réduction de la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité de stockage (sujette à des problèmes inévitables), réduisant ainsi le coût total du système.

## REFERENCES

- [1] J.A. Duffie, W.A. Beckman, '*Solar Engineering of Thermal Processes*', Second Edition, A. Wiley, Interscience Publication, 1991.
- [2] A. Hamidat, '*Simulation des Systèmes de Pompage Photovoltaïque Destinés pour l'Alimentation en Eau Potable et pour la Petite Irrigation*', Mémoire de Doctorat, Université de Tlemcen, 2004.
- [3] D.S.H Chan, J.R. Philips and J.C.H. Phang, '*A Comparative Study for Extraction Methods for Solar Cell Model Parameters*', Solid State Electronics, Vol. 29, N°3, pp. 329 - 337.
- [4] I. Hadj Mahammed, '*Modélisation du Générateur Photovoltaïque*', Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, El Harrach, 2002.
- [5] H. Nfaoui, J. Bahraoui, A.S. Darwish and A.A.M. Sayigh, '*Wind Energy Potential in Marroco*', Renewable Energy, Vol. 1, N°1, pp. 1 - 8, 1991.
- [6] C.J. Justis, '*Wind and Wind System Performance*', Franklin Institute Press, Philadelphia, 1978.
- [7] A.N. Celik, '*Energy Output Estimation for Small-Scale Wind Power Generators Using Weibull - Representative Wind Data*', Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 91, pp. 693 - 707, 2003.
- [8] W.R. Powell, '*An Analytical Expression for the Average Output Power of a Wind Machine*', Solar Energy, Vol. 26, pp. 77 - 80, 1981.
- [9] B.S. Borrowy and Z.M. Salameh, '*Methodology for Optimally Sizing the Combination Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System*', IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 12, N°1, pp. 73 - 78, March 1997
- [10] E. Ofry and A. Brauntein, '*The Loss of Power Supply Probability as a Technique for Designing Stand-alone Solar Electrical (Photovoltaic) Systems*' IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, N°5, pp. 1171 - 1175, May 1983.