

Optimisation du dimensionnement d'un système hybride Eolien/Diesel

S. Boumechta¹ et A. Kaabeche^{2*}

¹ Département de Physique, Faculté des Sciences, Université M'Hamed Bougara
1, Avenue de l'Indépendance, 35000 Boumerdès, Algérie

² Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER
B.P. 62, Route de l'observatoire, 16340 Bouzaréah, Algiers, Algérie

(reçu le 25 Août 2015 – accepté le 30 Septembre 2015)

Résumé - Actuellement, le générateur diesel est la solution technique la plus utilisée pour l'électrification des sites isolés. Néanmoins, l'accès à ces sites étant généralement long et difficile, les coûts de maintenance et d'approvisionnement en carburant sont très élevés, ainsi les émissions de gaz à effet de serre qui présentent un grand risque sur l'environnement. En conséquence, nous avons envisagé de coupler – au sein d'un système hybride – un générateur diesel avec une source d'énergie renouvelable (éolien). Cette étude se concentre sur le développement d'un modèle de dimensionnement optimal basé sur une approche itérative pour optimiser le dimensionnement des divers composants du système hybride éolien/diesel/batteries et ce, pour assurer une autonomie totale du système. Le modèle global proposé prend en considération les modèles des différents sous-systèmes constituant le générateur hybride, le modèle de la fiabilité (LPSP) et les modèles du coût de cycle de vie (TNPC), ainsi que le modèle du coût de l'énergie (LUEC). Après l'application du modèle, toutes les configurations ayant une LPSP = 0 % sont retenues. Par la suite, la configuration optimale du système est déterminée sur la base du coût minimal.

Abstract - Currently, the diesel generator is the most used technique for the electrification of isolated sites. However, access to these sites are generally long and difficult, the maintenance costs and fuel supply are very high, and the emissions of CO₂ gas present a great risk to the environment. Accordingly, we considered couple - within a hybrid system - a diesel generator with a source of renewable energy (wind power). This study focuses on the development of an optimal design model based on an iterative approach to optimizing capacity sizes of the various components of the hybrid system wind / diesel / battery to ensure an energy deficit of zero charge. The proposed model takes into account the sub-models of the hybrid system, the Loss of Power Supply Probability (LPSP), the total net present cost (TNPC) and the cost of energy (LUEC). After applying the model all configurations with LPSP = 0% are retained. Thereafter, the optimum configuration is predicted on the basis of the minimum cost.

Mots clés: Dimensionnement – Système hybride – Eolien / photovoltaïque.

1. INTRODUCTION

Les sources d'énergie sont les matières premières ou les phénomènes naturels employés pour produire de l'énergie. On distingue les énergies non renouvelables, énergies fossiles et fissiles, et les énergies renouvelables.

Les énergies renouvelables sont disponibles partout sur notre planète. Elles sont fiables, durables, inépuisables et gratuites. Les pollutions que génèrent leur transformation sont limitées, voire nulles.

Ces énergies sont des ressources intermittentes ce qui induit de grandes variations de puissance.

* A.kaabeche@cder.dz

L'utilisation des systèmes d'une seule source d'énergie peut ne pas subvenir à elle seule aux besoins énergétiques souhaités. Elle engendre souvent un surdimensionnement des composants et ceci occasionne souvent des surcoûts inutiles.

La combinaison de plusieurs sources d'énergies renouvelables, connue sous le nom 'hybridation', permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vue technique qu'économique.

Actuellement les systèmes hybrides associent au moins deux technologies complémentaires: une ou plusieurs sources d'énergie classiques, généralement des générateurs diesel, et au moins une source d'énergie renouvelable.

Dans le cas de l'énergie éolienne, le vent est une grandeur stochastique, de nature très fluctuante. Les variations de la puissance résultant des fluctuations du vent, constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne. Cette perturbation peut être absorbée par le groupe électrogène, et les systèmes de stockage.

Le présent travail consiste à déterminer la configuration optimale d'un système hybride éolien-diesel-batterie compte tenu les ressources énergétiques locales: énergie éolienne; les besoins énergétiques; la consommation électrique et la manière dont le groupe diesel (GD) s'introduit.

2. PRESENTATION DU SYSTEME HYBRIDE

La figure 1 présente la configuration adoptée dans cette étude. Cette configuration se compose d'un aérogénérateur, d'un générateur diesel, d'un banc de batteries pour le stockage d'énergie et des convertisseurs d'énergie.

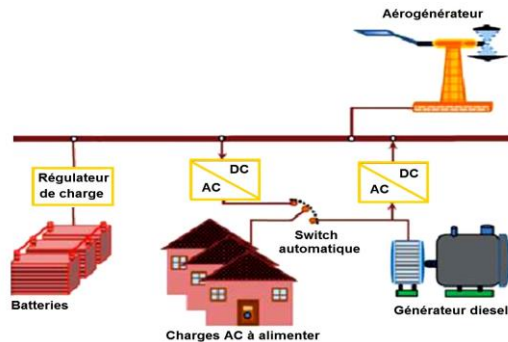


Fig. 1: Système hybride éolien diesel autonome

Pour obtenir un rendement maximum de l'installation hybride, il est nécessaire de mettre en place une gestion des transferts d'énergie qui optimise le fonctionnement de chacun des composants du système tout en garantissant le respect de leur plage de fonctionnement.

L'élément situé au cœur des transferts d'énergie est le banc de batteries, qui est aussi le composant le plus vulnérable. La gestion est donc basée sur la connaissance de l'état de charge des accumulateurs. Le rôle de la gestion est alors défini comme suit:

- Protéger les accumulateurs des surcharges tout en essayant de récupérer le maximum d'énergie du générateur.
- Protéger les accumulateurs des décharges trop profondes.

Pour ce faire, une stratégie de gestion de l'énergie doit être suggérée. Cette stratégie détermine le commencement ou l'arrêt des générateurs renouvelables, diesels, et l'opération de charge/décharge des batteries.

Dans un système hybride avec batteries de stockage et sans générateur diesel, la stratégie de gestion est très simple: la batterie se charge s'il y a un excès de l'énergie généré par le système hybride après avoir satisfait la demande de charge. Par ailleurs, la batterie se décharge si la demande de charge dépasse l'énergie fournie par les unités de production.

Par contre la stratégie de gestion d'un système hybride peut devenir très complexe et ce, quand ce dernier fait intervenir un générateur diesel.

3. MODELISATION DES COMPOSANTS DU SYSTEME

La modélisation est une étape essentielle avant toute phase de dimensionnement optimal. Chaque modélisation est basée sur des équations relativement simples, provenant de la littérature scientifique.

L'implémentation de ces modèles dans un environnement de simulation adapté permettra d'étudier le comportement des composants en fonction de certains paramètres.

3.1 Modélisation d'aérogénérateur

Pour planifier des projets éoliens, il est très important de tenir compte de l'accroissement de la vitesse du vent avec la hauteur et de sa variation dans le temps. A cet effet, pour obtenir des données de vitesses du vent à une hauteur désirée h_m , on doit procéder à une extrapolation verticale des vitesses du vent mesurées généralement à la hauteur normalisée de 10 mètres du sol h_{mes} .

L'extrapolation verticale de la vitesse du vent peut être approchée par une loi de puissance. Son équation est donnée par l'expression suivante [1-5]:

$$v(h_m) = v(h_{mes}) \times \left(\frac{h_m}{h_{mes}} \right)^\alpha$$

α est un facteur empirique dit 'coefficient de cisaillement' exprimant les influences de la rugosité de la surface et de la stabilité atmosphérique. Ce paramètre dépend de plusieurs paramètres à savoir: l'altitude, la température, la nature du sol, etc. Il augmente avec l'augmentation de la rugosité. La valeur de ce coefficient varie dans l'intervalle de 0.05 – 0.5.

Une éolienne ayant une caractéristique qui lui est propre et qui définit son potentiel à prélever l'énergie de la masse d'air en mouvement. La technologie utilisée (type de la machine) et la taille de la machine sont les deux principaux paramètres dont dépend cette caractéristique puissance-vitesse de la machine.

Dans la littérature, plusieurs modèles sont présentés pour simuler la caractéristique puissance-vitesse de l'aérogénérateur. Nous avons choisi le modèle cubique pour la simulation de notre aérogénérateur.

La turbine éolienne développe sur son arbre une puissance dénommée puissance nominale P_n . La puissance P_n est obtenue à partir d'une vitesse du vent v_n dénommée vitesse nominale. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à v_n la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante.

A côté de la vitesse nominale, on spécifie aussi:

- La vitesse de démarrage v_d à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie.
- La vitesse maximale du vent v_m pour laquelle la turbine ne convertit plus l'énergie éolienne, pour des raisons de sureté de fonctionnement.

Le modèle cubique

Il exprime la puissance produite par l'éolienne par un polynôme d'ordre trois en fonction de la vitesse du vent comme montré ci-dessous:

$$P(V) = \begin{cases} (A_1 v^3 - B_1) P_n \cdot v_d < v < v_n \\ P_n \cdot v_n < v < v_m \\ v < v_d \quad \text{et} \quad v > v_m \end{cases}$$

Où, $A_1 = \frac{1}{v_n^2 - v_d^2}$ et $B_1 = \frac{v_d^2}{v_n^2 - v_d^2}$

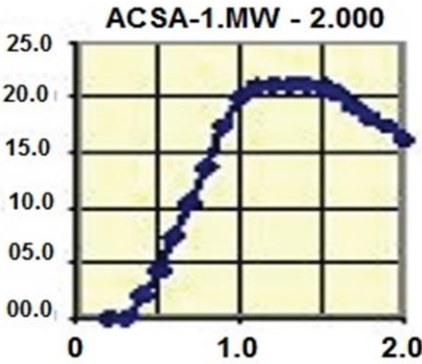


Fig. 2: Courbe caractéristique de la puissance de l'aérogénérateur choisi

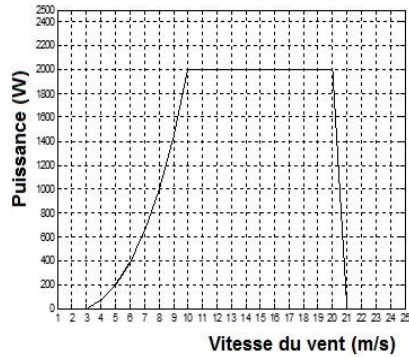


Fig. 3: Modélisation de la puissance de l'éolienne par le modèle cubique

3.2 Modélisation du générateur diesel

Un générateur diesel est caractérisé par son rendement η_{DG} et sa consommation $Cons_G$ (l/h) en carburant. La consommation horaire en carburant d'un générateur diesel est modélisée, en fonction de sa puissance de sortie, par une relation linéaire donnée par [6]:

$$Cons_G = B_G \times P_{N_G} + A_G \times P_G$$

Où P_{N_G} est la puissance nominale (kW), P_G est la puissance générée par le générateur diesel, A_G et B_G sont les coefficients de la courbe de consommation, défini par l'utilisateur (l/kWh).

Son rendement est exprimé par [6]:

$$\eta_{DG} = \frac{P_G}{Cons_G} = \frac{1}{A_G + B_G \times \frac{P_{N_G}}{P_G}}$$

et le rendement en pourcentage de PCI du carburant est défini par [6]:

$$\eta_{DG} (\%) = \frac{P_G}{\text{Cons}_G \times \text{PCI}} \times 100$$

La stratégie de gestion d'énergie proposée dans le présent travail stipule que le générateur diesel doit être dimensionné par rapport au pic de la charge.

3.3 Modélisation du banc de batterie

La capacité du banc de batteries requise pour satisfaire l'énergie demandée par la charge, est calculée par l'expression suivante:

$$C_B = \frac{\text{Consommation journalière de la charge} \times \text{Durée d'autonomie journalière}}{(\text{DOD})_{\max} \times \eta_B}$$

Avec: η_B est le rendement de charge de la batterie et le $(\text{DOD})_{\max}$ est la profondeur de décharge maximale de la batterie. Il dépend principalement de la technologie de l'accumulateur, et surtout de la réduction de sa capacité de stockage aux basses températures.

L'état de charge de la batterie $\text{SOC}(t)$ varie selon l'évolution de l'énergie produite par l'aérogénérateur.

Lors de la charge-

$$\text{SOC}(t) = \text{SOC}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + [E_{\text{éol}}(t) - E_L(t)/\eta_{\text{inv}}] \times \eta_B$$

Lors de la décharge-

$$\text{SOC}(t) = \text{SOC}(t-1) \cdot (1 - \sigma) - [E_L(t)/\eta_{\text{inv}} - E_{\text{éol}}(t)]$$

Avec: $\text{SOC}(t)$ et $\text{SOC}(t-1)$ sont l'état de charge à l'instant t et $t-1$ respectivement, σ est le coefficient d'autodécharge, η_{inv} et η_B sont, respectivement, les rendements de l'onduleur et de la batterie.

A tout instant, l'état de charge du banc de batteries doit respecter les contraintes suivantes:

$$\text{SOC}_{\min} \leq \text{SOC}(t) \leq \text{SOC}_{\max}$$

SOC_{\max} prend la valeur de C_B , la valeur maximale peut être délivrée par le banc de batteries. SOC_{\min} est l'état de charge minimum du banc de batterie. Il est déterminé par la profondeur de décharge maximale comme suit:

$$\text{SOC}_{\min} = (1 - \text{DOD}) \times C_B$$

La durée de vie de la batterie peut être prolongée au maximum si le DOD prend une valeur entre 30 et 50 %. Dans la présente étude, le DOD prend la valeur de 50 %.

4. STRATEGIE DE GESTION D'ENERGIE POUR LE SYSTEME HYBRIDE

La stratégie développée dans ce travail peut être résumée comme suit:

Si l'énergie produite par l'aérogénérateur dépasse l'énergie demandée par la charge, le surplus va être stocké dans le banc de batterie. Et le nouvel état de charge se calcule par:

$$\text{SOC}(t) = \text{SOC}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + [E_{\text{éol}}(t) - E_L(t)/\eta_{\text{inv}}] \times \eta_B$$

Si l'énergie demandée par la charge est supérieure à l'énergie produite par l'aérogénérateur, le banc de batterie se décharge pour assurer le déficit. Et le nouvel état de charge se calcule par:

$$\text{SOC}(t) = \text{SOC}(t-1) \cdot (1 - \sigma) - [E_L(t)/\eta_{\text{inv}} - E_{\text{éol}}(t)]$$

*Si le nouveau état de charge du banc de batteries diminue jusqu'à l'état de charge minimum, le générateur diesel démarre et fonctionne avec sa puissance nominale. Une partie de cette énergie satisfait la demande et l'autre est utilisée pour charger le banc de batterie.

L'énergie fournit par le générateur diesel pour satisfaire la demande peut être déterminé par la relation suivante:

$$E_{\text{DG}}(t) = E_{\text{dem}}(t) - [E_{\text{éol}}(t) + \text{SOC}(t-1) - \text{SOC}_{\text{min}}] \times \eta_{\text{ond}}$$

Et le nouvel état de charge du banc de batterie peut se calculer comme suit:

$$\text{SOC}(t) = \text{SOC}_{\text{min}} + (E_{\text{DG},n} - E_{\text{DG}}(t)) \cdot \eta_{\text{ond}} \cdot \eta_B$$

Avec $E_{\text{DG},n}$ est l'énergie extraite du générateur diesel quand il fonctionne à sa puissance nominale.

5. METHODE D'OPTIMISATION DE DIMENSIONNEMENT

Différentes méthodes de dimensionnement de systèmes à sources renouvelables d'énergie sont présentées dans la littérature. Toute étude de dimensionnement optimal doit être menée de manière à approcher au mieux, la solution coût - fiabilité.

5.1 Modèle de fiabilité

En raison de l'intermittence des sources d'énergie renouvelables, la fiabilité du système d'alimentation est considérée comme un critère primordial au processus de conception des systèmes hybrides. Elle est exprimée en termes de probabilité d'insatisfaction de la demande 'Loss of Power Supply Probability, LPSP' [7-9]. C'est-à-dire, la probabilité pour que l'état de charge des batteries SOC, à tout instant t, soit inférieur ou égal au seuil minimal SOC_{min} et que la puissance produite par les sources renouvelables soit inférieure à celle demandée par la charge, tout en considérant les pertes dans le système.

Concrètement, le LPSP est défini comme étant la fraction de tous les déficits de l'énergie par rapport à l'énergie demandée durant la période considérée T (une année). Il exprime le taux de non-satisfaction de la charge. Il est calculé de la manière suivante [10]:

$$\text{LPSP} = \frac{\sum_{t=1}^T \text{LPS}(t)}{\sum_{t=1}^T E_{\text{dem}}}$$

LPS(t) correspond au déficit opéré pendant une durée élémentaire d'une heure (1h). Il est pris en compte que lorsque l'énergie produite par les unités de production et celle stockée dans les batteries à l'heure t sont insuffisantes pour satisfaire la demande:

$$LPS(t) = E_{dem}(t) - [E_{éol}(t) + SOC(t-1) - SOC_{min}] \times \eta_{ond}$$

Une LPSP nulle (LPSP= 0) signifie que la charge est toujours satisfaite et une LPSP égale à l'unité signifie que la charge n'est jamais satisfaite.

Ce critère permet de déterminer l'ensemble des configurations permettant d'atteindre la valeur de la LPSP désirée.

Le mode commuté appliquée dans cette étude autorise le diesel d'intervenir à chaque fois que l'état de charge du banc de batteries diminue jusqu'à l'état de charge minimum, ce qui compense le déficit d'énergie et satisfait la demande en toute heure.

5.2 Evaluation économique

Cette évaluation est basée sur le concept du coût actuel net global: coût cumulé d'un produit tout au long de son cycle de vie, depuis le début de sa conception jusqu'à son démantèlement. Il inclut le coût initial (acquisition + installation) de tous les composants du système, le coût de tous les remplacements de composants nécessaires pendant la durée de vie du système et le coût d'entretien.

La durée de vie du système est habituellement considérée comme la durée de vie de l'élément qui possède la plus longue durée de vie. Celui-ci est important, il permet de guider le concepteur et de l'éclairer dans la sélection des composants du système. Son analyse et son évaluation présentent un outil pour l'aide à la décision.

Une description plus détaillée du calcul du coût actuel net est présentée dans [11-13]. Un autre indicateur de rentabilité économique couramment utilisé pour l'analyse économique des systèmes hybrides multi-sources, appelé le coût du kilowattheure d'énergie. Il est défini comme le rapport du coût total annualisé du système à l'énergie électrique annuelle produite par le système [1].

5.2.1 Coût actuel net global (TNPC)

Le coût actuel net global (TNPC) en (\$), peut alors être exprimé comme suit [14-16]:

$$TNPC = C_{I_initial} + PW_{C_rec} + PW_{C_nrec}$$

Où, $C_{I_initial}$ est le coût d'investissement initial des composants du système (incluant les coûts de génie civil, d'installation et des raccordements), PW_{C_rec} , PW_{C_nrec} sont les valeurs réelles des coûts récurrents et non-récurrents.

$$C_{I_initial} = C_W \cdot C_B + C_W \cdot C_{unitB} \cdot C_{GD} \cdot C_{unitGD} \cdot C_{INV} \cdot C_{unitINV} + C_0$$

$C_W \cdot C_{unitW}$ sont respectivement, la capacité totale (W) et le coût unitaire (\$/W) de l'aérogénérateur; $C_B \cdot C_{unitB}$ sont respectivement, la capacité totale (Wh) et le coût unitaire (\$/Wh) du banc de batteries; $C_{GD} \cdot C_{unitGD}$ sont respectivement la capacité totale (VA) et le coût unitaire du générateur diesel (\$/VA); $C_{INV} \cdot C_{unitINV}$ ont respectivement, la capacité totale (W) et le coût unitaire (\$/W) de l'onduleur et C_0 est le coût total constant, incluant les coûts de génie civil, d'installation et des raccordements.

L'analyse du coût actuel net global (TNPC) est une évaluation économique du coût pour un certain nombre de solutions alternatives, considérant tous les coûts significatifs au cours de la durée de vie de chaque alternative, ajoutant les coûts de chaque option

pendant chaque année et les escomptant de nouveau à une base commune (valeur actuelle, PW).

Ces coûts peuvent être classés en deux catégories: (a) coûts récurrents, par exemple, le coût de maintenance d'aérogénérateur, le coût de consommation du carburant et (b) coûts non-récurrents, par exemple, le coût de remplacement des batteries. La conversion des coûts récurrents en valeur actuelle est donnée par la relation suivante [14-16]:

$$PW_{C_rec} = C_{rec} \frac{\left[\frac{1+e}{1+d} \right] \left[\left(\frac{1+e}{1+d} \right)^{L_p} - 1 \right]}{\frac{1+e}{1+d} - 1}$$

Où, e et d sont le taux d'intérêt et d'escalade, respectivement. C_{rec} est le coût récurrent et L_p est la durée de vie du système en années. La conversion du coût non-récurrent en valeur actuelle est donnée par [14 - 16]:

$$PW_{C_nrec} = C_{n_rec} \frac{\left[\frac{1+e}{1+d_{adj}} \right] \left[\left(\frac{1+e}{1+d_{adj}} \right)^{L_p} - 1 \right]}{\frac{1+e}{1+d_{adj}} - 1}$$

Avec:

$$d_{adj} = \frac{(1+d)^P}{(1+e)^{P-1}} - 1$$

Où, d_{adj} est le taux d'intérêt ajusté, donné ci-dessus; P est le nombre d'années entre deux paiements successifs pour des coûts non-récurrents et C_{n_rec} est le coût non-récurrent.

5.2.2 Coût du kilowattheure de l'énergie produite

Le coût du kilowattheure d'énergie (LUCE), en (\$/W), peut être déterminé par le rapport du coût global annualisé (TAC) à l'énergie annuelle produite par le système. Il est exprimé par [17]:

$$LUCE = \frac{TAC}{\sum_{t=1}^{8760} E_{\acute{e}ol}(t)}$$

Où $E_{\acute{e}ol}(t)$ est l'énergie produite par l'aérogénérateur à une heure t (Wh), le TAC est le coût total annualisé.

Le coût global annualisé (TAC) en (\$), (défini comme la somme des coûts annualisés de chaque composant de système) est calculé, en multipliant le coût actuel net global (TNPC) par le facteur de recouvrement des capitaux (CRF). Le TAC est donné par [13]:

$$TAC = TBPC \times CRF$$

et le CRF (rapport permettant de calculer la valeur actuelle d'une annuité) est donné par [18]:

$$\text{CRF} = \frac{d \cdot (1+d)^{L_p}}{(1+d)^{L_p} - 1}$$

Avec: d , le taux d'intérêt et L_p , la durée de vie du système en années.

Pour cette étude, nous avons supposé un taux d'intérêt de $d = 8\%$ et d'escalade $e = 4\%$ par an, et une durée de vie du système $n = 20$ ans.

Les hypothèses de coûts des composants sur lesquelles nous avons basé nos calculs sont donnés dans le **Tableau 1** [16, 17, 19, 20].

Tableau 1: Hypothèses des coûts des composants du système

Composants	Coût unitaire (\$/kWh)	Coût de maintenance (% du coût initial)	Durée de vie (année)
Aérogénérateur	3	3	20
Générateur Diesel	0.4	2.4	7000 h
Batterie	0.213	3	5
Onduleur	0.711	0	10

6. OUTIL DE DIMENSIONNEMENT

A partir des situations décrites ci-dessus, un programme est développé sous l'environnement Matlab, permettant de dimensionner les composants de la configuration. L'organigramme du modèle de système hybride (éolien-diesel-batteries) est illustré dans la figure 4.

Dans ce programme, n_{\min} , n_{\max} et Δn représentent les limites inférieure et supérieure, respectivement, de la variation de nombre de générateurs éoliens, et le pas de variation de ce nombre. Δt est le pas de simulation.

Les données d'entrée du programme se composent de la vitesse du vent horaire, d'un profil horaire de la charge et des caractéristiques techniques des différents composants constituant le système.

En utilisant le programme développé, un ensemble de configurations répondant aux exigences de fiabilité de système, peut être obtenu. La configuration optimale sera calculée par la suite, sur la base du coût minimum.

7. RESULTATS DE SIMULATION ET DISCUSSION

Le choix du site et l'évaluation de son potentiel énergétique afin d'estimer la puissance produite par l'éolienne est la première étape à faire, suivie par la détermination d'un profil de charge indiquant les besoin énergétique dont on veut satisfaire.

La figure 5 représente la variation horaire de la vitesse du vent durant la période d'étude (une année) et ce, à la hauteur du moyeu (15m). Pour obtenir cette vitesse du vent on procède à une extrapolation verticale de la vitesse du vent celle à la hauteur de 10m (hauteur d'anémomètre).



Fig. 4: Organigramme de la méthodologie proposée

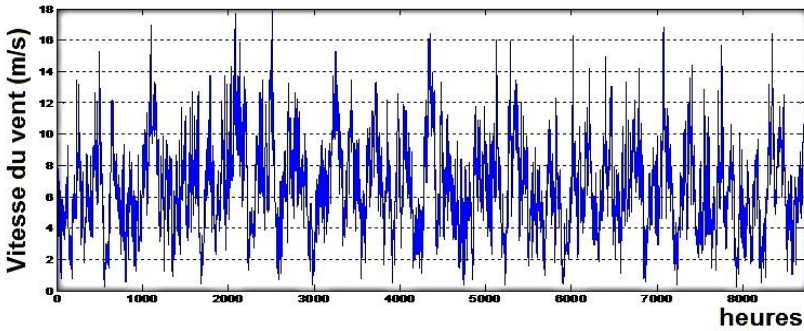


Fig. 5: Profil de vitesses utilisé dans cette étude

Dans la présente étude, le dimensionnement est établi pour un petit village de 20 habitats, dont la consommation journalière est de 124 kWh. Ce village est situé à la région d’Adrar.

Pour notre part, nous ne considérons que la demande en énergie électrique utilisable à des fins d’éclairage, de réfrigération ou d’utilités ménagères. L’équipement le plus fréquemment utilisé se résume à : l’éclairage, la réfrigération, le téléviseur, le poste radio, le sèche-cheveux, et le moulin à café.

Après l’estimation de la consommation de ce village, le profil journalier de la demande énergétique est illustré dans la figure 6.

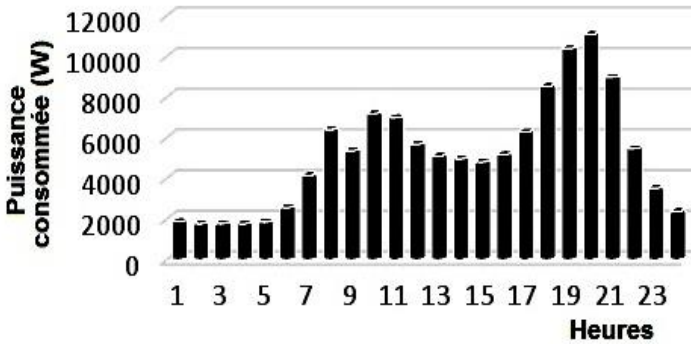


Fig. 6: Profil journalier du village

Ce qui est le plus remarquable dans ce diagramme, est la présence de la pointe d'énergie demandée, située la nuit (11.08 kW à environ 20h) et une charge de base (réfrigérateur) présente tout le long de la journée.

Une demande de profil de consommation d'énergie correspondant à celui d'un village rural type, est simulée pour une durée de fonctionnement d'une année.

Après la saisie des données horaires et des données techniques de chaque composant comme indiquant l'organigramme, on exécute l'algorithme.

Le pas de simulation est d'une heure. On fait varier le nombre d'éolienne de 1 à 15 avec un pas d'une éolienne, et retenir les configurations vérifiant le critère de dimensionnement (fiabilité).

7.1 Résultats pour le modèle de fiabilité

Vue la stratégie adoptée dans cette étude, la LPSP est toujours nulle (0 %) et ce, du fait que le générateur diesel comble toujours le déficit et donc la demande est toujours satisfaite.

7.2 Résultats relatifs à l'évaluation économique

A partir du modèle économique développé, ainsi que les hypothèses de coûts des composants sur lesquelles nous avons basé nos calculs, une analyse économique approfondie est effectuée et principaux résultats sont présentés dans les figures ci-dessous.

7.2.1 Evolution du TNPC et TAC

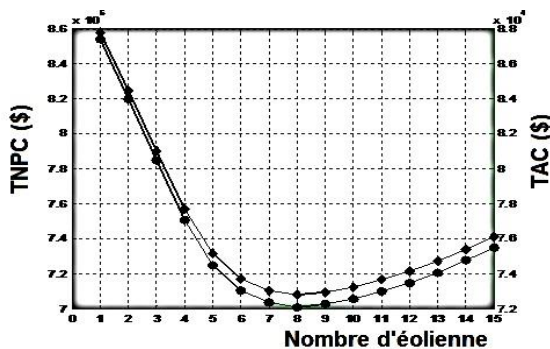


Fig. 7: TNPC et TAC pour différentes configurations du système

La figure 7 représente le coût net total pour les configurations retenues selon le critère de fiabilité. On voit clairement que la configuration avec 08 éoliennes est la configuration la moins chère (707770 \$) pour ce système et avec de tels composants et selon leurs caractéristiques techniques choisis.

La configuration avec une seule éolienne est la solution la plus chère (857990 \$). Le TNPC diminue avec l'augmentation du nombre d'aérogénérateurs jusqu'à la configuration optimale (8 éoliennes), puis cet indicateur économique s'accroît avec l'augmentation du nombre d'éoliennes.

Le coût total annualisé (TAC) suit la même évolution que le TNPC, sauf que ces valeurs sont à l'échelle de 10^4 . Le TAC diminue avec l'augmentation de la puissance éolienne produite et s'accroît de nouveau à partir de la configuration comprenant 9 éoliennes.

7.2.2 Evolution du LEUC

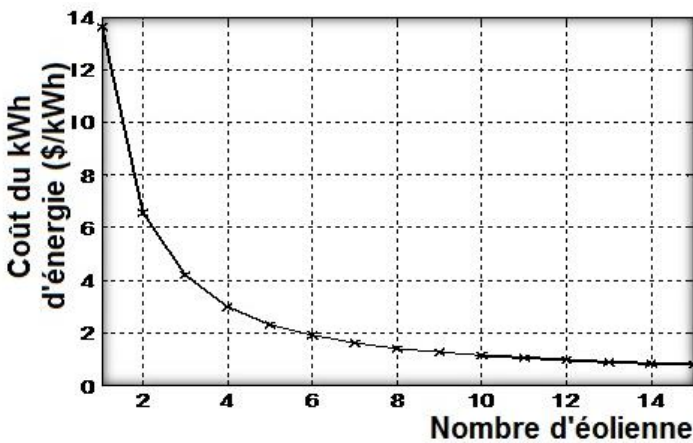


Fig. 8: Coût du kilowattheure pour les différentes configurations

La figure 8 montre bien que le coût du kilowattheure de l'énergie produite par le système hybride diminue en augmentant le nombre d'aérogénérateurs. Pour la configuration avec une éolienne, le LEUC est de 13.62 \$/kWh, il parvient à 1.4 \$/kWh avec 8 éoliennes, et atteint le 0.78 \$/kWh avec 15 éoliennes.

7.2.3 Evolution du coût de carburant

Le coût global du carburant au cours d'une année de fonctionnement du générateur diesel, dépend intimement de la quantité de carburant consommé par ce dernier au cours de cette période. Ainsi, nous voulons bien évaluer l'effet du nombre d'éoliennes sur le coût global de carburant consommé par le DG et ce durant cette période d'analyse (une année).

La figure 9 montre bien qu'à chaque augmentation de la puissance éolienne installée, la consommation en carburant diminue et donc le coût du carburant diminue également.

7.3 Impact du générateur diesel sur l'environnement

Comme l'intérêt le plus important des systèmes à énergie renouvelable est de protéger l'environnement et de minimiser le plus possible, les émissions des gaz polluants et nuisibles, la figure 10 montre que le couplage des aérogénérateurs

avec le GD minimise la quantité du CO₂ émise par le GD. La quantité du CO₂ émise diminue en augmentant le nombre d'éoliennes.

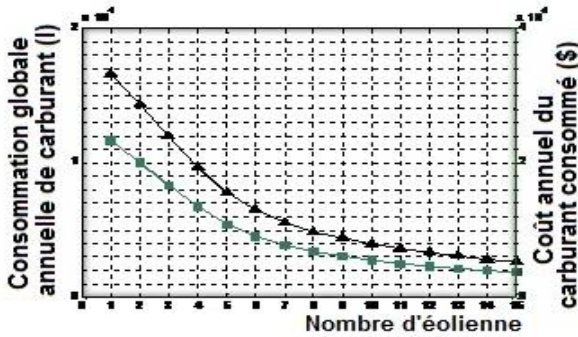


Fig. 9: Quantité de carburant consommée et coût annuel pour différents configuration

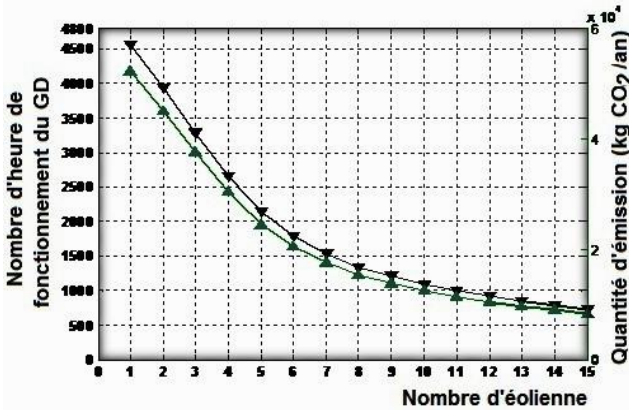


Fig. 10: Evolution de l'émission du CO₂ pour les différentes configurations

Cette diminution de la quantité de CO₂ émise est due essentiellement, à la diminution du nombre d'heures de fonctionnement du GD et donc à la minimisation de la quantité de carburant consommée. Le GD intervient quand l'énergie produite par les éoliennes et celle stockée par les batteries n'arrive pas à satisfaire la demande.

Ainsi, l'augmentation du nombre d'aérogénérateur conduit à l'accroissement de la production éolienne, ce qui conduit à la diminution du nombre d'heures de fonctionnement du GD. La figure 10 montre bien comment le nombre d'heures de fonctionnement du GD varie pour les différentes configurations.

Le couplage du GD avec une éolienne réduit le nombre d'heures de fonctionnement de celui-ci de 8760 heures à 4569 heures par an. Avec 8 éoliennes, ce nombre décroît jusqu'à 1340 heures. Ce nombre diminue jusqu'à 729 heures, avec 15 éoliennes.

7.3 Impact de la capacité du stockage sur les paramètres étudiés

La présence du générateur diesel dans le système en mode commuté rend le critère de fiabilité toujours vérifié, même si on réduit la capacité du banc de batterie.

On veut étudier l'impact de cette réduction sur les paramètres d'optimisation (modèle économique) et sur le fonctionnement du générateur diesel et leur impact sur l'environnement.

De ce fait on réduit le C_B de telle sorte que le banc de batteries peut alimenter la charge pendant une demi journée en absence des unités de production (c-à-d.: ½ journée d'autonomie).

7.4 Résultats pour l'évaluation économique

7.4.1 Evolution du TNPC et détermination de la configuration optimale

Les résultats de simulation de ce système concernant le TNPC sont représentés dans la figure 11. En comparaison avec les résultats du système précédent avec une journée d'autonomie, l'allure du graphe est similaire au graphe relatif à une journée d'autonomie avec une configuration optimale correspondante à 8 éoliennes mais avec un coût total de 517870 \$.

On voit clairement que les coûts sont réduits d'environ 200000 \$. La configuration avec une éolienne coûte 650630 \$, le TNPC diminue avec l'augmentation des aérogénérateurs jusqu'à la configuration optimale, puis il augmente avec l'augmentation de la capacité éolienne. Il atteint la valeur de 551480 \$ pour la configuration avec 15 éoliennes.

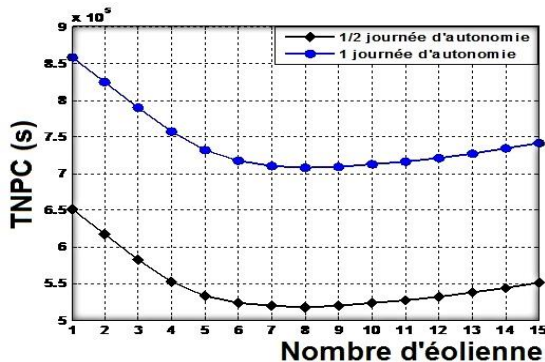


Fig. 11: TNPC pour les différentes configurations pour 1 et 1/2 journée d'autonomie

7.4.2 Evolution du LUEC

L'impact de cette réduction de capacité du banc de batteries sur le LUEC est représenté sur la figure 12.

De même qu'avec une journée d'autonomie, le LUEC diminue avec l'augmentation du nombre d'éoliennes, mais sa valeur est plus faible avec demi journée d'autonomie.

La configuration avec une éolienne donne un LUEC de 10.33 \$/kWh, alors qu'avec une journée d'autonomie, il atteint les 13.62 \$/kWh. Le LUEC relatif à la configuration optimale dans notre simulation est de 1.02 \$/kWh vs 1.4 \$/kWh avec une capacité de stockage d'une journée d'autonomie.

La valeur minimale atteinte dans les configurations simulées, notamment celle pour 15 éoliennes est de 0.58 \$/kWh.

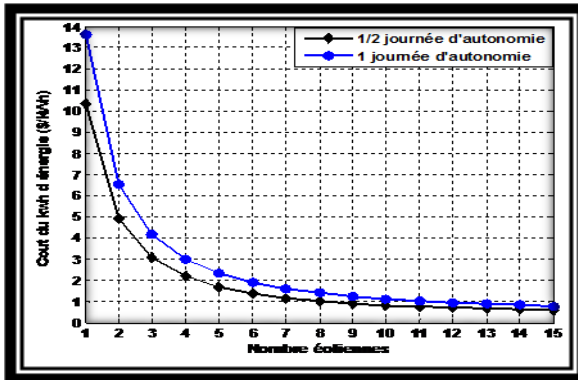


Fig. 12: LUEC pour les différentes configurations pour 1 et 1/2 journée d'autonomie

Ainsi, la réduction de la capacité de stockage conduit à la diminution des coûts du système hybride.

7.4.3 Impact sur le fonctionnement du générateur diesel

Le fonctionnement du générateur diesel est représenté par son nombre d'heures de fonctionnement. Ce paramètre est bien illustré dans la figure 13.

Le système avec une capacité de stockage d' 1/2 journée d'autonomie se distingue au système avec une journée d'autonomie à partir de la configuration avec 4 aérogénérateurs.

On constate bien que le nombre d'heures de fonctionnement du GD est plus élevé que dans le cas d'une journée d'autonomie.

On prend comme exemple la configuration optimale relative à 8 éoliennes. Dans ce cas, le nombre d'heures de fonctionnement du GD pour une capacité de stockage d'une journée d'autonomie est de 1340 heures alors qu'avec une capacité de stockage d'1/2 journée d'autonomie est de 1597.

Cette augmentation conduit à l'augmentation de la consommation du carburant ce qui conduit à son tour à l'augmentation des émissions des gaz à effet de serre (CO_2).

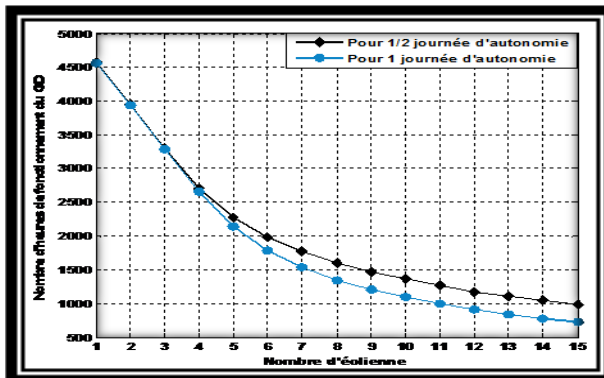


Fig. 13: Nombre d'heures de fonctionnement du GD pour 1/2 et 1 journée d'autonomie

La figure ci-dessous illustre bien la quantité de CO₂ émise lors de l'utilisation d'une capacité de stockage d'une demi jour d'autonomie.

Cette quantité diminue avec l'augmentation du nombre d'aérogénérateurs mais elle présente des valeurs plus élevés que lors de l'utilisation d'un stockage correspond à une journée d'autonomie.

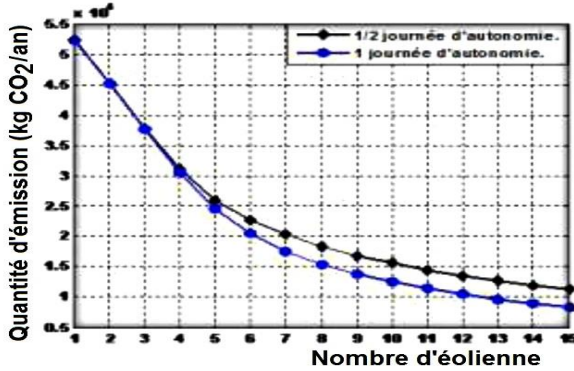


Fig. 14: Emissions de CO₂ par le GD

La configuration optimale avec 8 éoliennes et avec la capacité de stockage correspondante à une demi-journée émet une quantité de 18285 kg CO₂ par an, vs 15342 kg de CO₂ par an avec une capacité de stockage d'une journée d'autonomie.

En somme, le système hybride utilisant une capacité de stockage correspondante à une journée d'autonomie est le plus couteux en comparaison avec celui d'une demi journée d'autonomie et ce, indépendamment des aspects environnementaux.

8. CONCLUSION

On a présenté les différents résultats issus de l'application de la méthode de dimensionnement optimale développée dans cette étude et ce en vue de voir l'effet de la réduction de la capacité de stockage sur le système.

Le système avec son dispositif de stockage est destiné à alimenter un village de 20 habitats avec un profil de consommation correspondant à celui rencontré généralement dans les sites isolés.

La simulation est effectuée sur une période d'analyse d'une année, en utilisant les données horaires de la vitesse du vent mesurée à Adrar durant l'année 2010.

Les relations liant les paramètres de dimensionnement à la probabilité de déficit d'énergie (LPSP) et aux divers indicateurs de rentabilité économiques choisis dans cette étude, sont promptement analysées.

La présence du générateur diesel avec le mode commuté rend la probabilité de déficit d'énergie (LPSP) dans cette simulation toujours égale à 0%. Il permet une satisfaction totale de la charge.

Les résultats de la simulation nous ont donné un coût raisonnable de point de vue économique, et montrent que l'hybridation du générateur diesel avec le système éolien peut minimiser l'émission d'une grande quantité de CO₂. De tels systèmes, en comparaison avec des systèmes classiques de production d'énergie d'origine fossiles émettent moins de gaz à effet de serre, donc polluent moins.

REFERENCES

- [1] H. Yang, L. Lu and W. Zhou, 'A Novel Optimization Sizing Model for Hybrid Solar Wind Power Generation System', *Solar Energy*, Vol. 81, N°1, pp. 76 – 84, 2007.
- [2] B.S. Borowy and Z.M. Salameh, 'Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 11, N°2, pp. 367 – 375, 1996.
- [3] E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis and K. Kalaitzakis, 'Methodology for Optimal Sizing of Stand-Alone PV/Wind Generator Systems Using Genetic Algorithms', *Solar Energy*, Vol. 80, N°9, pp. 1072 – 1088, 2006.
- [4] E.H. Lysen, 'Introduction to Wind Energy', 2nd Ed. SWD 82–1, Holland, May 1983.
- [5] A. Ahmed Shata and R. Hanitsch, 'Evaluation of Wind Energy Potential and Electricity Generation on the Coast of Mediterranean Sea in Egypt', *Renewable Energy*, Vol. 31, N°8 pp. 1183 – 1202, 2006.
- [6] R. Dufo-Lopez and J.L. Bernal-Agustin; 'Multi-Objective Design of PV–Wind–Diesel–Hydrogen–Battery Systems', *Renewable Energy*, Vol. 33, N°12, pp. 2559 – 2572, 2008.
- [7] A. Bin, Y. Hongxing et S. Hui and L. Xianbo, 'Computer Aided Design for PV/Wind Hybrid System', *Renewable Energy*, Vol. 6, N°10, pp. 1491 - 1512, 2003.
- [8] I. Abouzahr and R. Ramakumar, 'Loss of Power Supply Probability of Stand alone Photovoltaic Systems: A Closed Form', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 6, N°1, pp. 1 - 11, 1991.
- [9] A. Kornelakis et E.E. Koutroulis, 'Methodology for the Design Optimisation and the Economic Analysis of Grid-Connected', *IET Renewable Power Generation*, Vol. 3, N°4, pp. 476 - 492, 2009.
- [10] Y. Hongxing, L. Lu and L.J. Burnett, 'Weather Data and Probability Analysis of Hybrid Photovoltaic–Wind Power', *Renewable Energy*, Vol. 28, N°11, pp. 1813 - 1824, 2003.
- [11] R. Dufo-López and J.L. Bernal-Agustín, 'Design and Control Strategies of PV–Diesel Systems Using Genetic Algorithms', *Solar Energy*, Vol. 79, N°1, pp. 33 – 46, 2005.
- [12] J.L. Bernal-Agustín, R. Dufo-López and D.M. Rivas-Ascaso, 'Design of Isolated Hybrid Systems Minimizing Costs and Pollutant Emissions', *Renewable Energy*, Vol. 31, N°14, pp. 2227 – 2244, 2006.
- [13] D.J. Dalton, D.A. Lockington and T.E. Baldock, 'Analysis of Stand-Alone Renewable Energy Supply Options for a Large Hotel', *Renewable Energy*, Vol. 33, N°7, pp. 1475 – 1490, 2008.
- [14] J.R. Brown and R.R. Yanuck, 'Introduction to Life Cycle Costing', Fairmont Press, Englewood Cliffs, NJ, 1985.
- [15] C.W. Ajan, S.S. Ahmed, H.B. Ahmad, F. Taha, A.A.B. Mohd Zin, 'On the Policy of Photovoltaic and Diesel Generation Mix for an Off-Grid Site: East Malaysian Perspectives', *Solar Energy* Vol. 74, N°6, pp. 453 - 467, 2003.

- [16] A. Kaabeche, M. Belhamel and R. Ibtouen, '*Techno-Economic Evaluation and Optimization of Integrated Photovoltaic/Wind Energy Conversion System*', Solar Energy, Vol. 85, N°10, pp. 2407 – 2420, 2011.
- [17] A. Kaabeche, M. Belhamel and R. Ibtouen, '*Sizing Optimization of Grid-Independent Hybrid Photovoltaic/Wind Power Generation System*', Energy, Vol. 36, N°2, pp. 1214 – 1222, 2010.
- [18] A.K. Kaviani, G.H. Riahy and S.H.M. Kouhsari, '*Optimal Design of a Reliable Hydrogen-Based Stand-Alone Wind/PV Generating System, Considering Component Outages*', Renewable Energy, Vol. 34, N°11, pp. 2380 – 2390, 2009.
- [19] J. Lagorse, M.G. Simoes, A. Miraoui and P. Costerg, '*Energy Cost Analysis of a Solar-Hydrogen Hybrid Energy System for Standalone Applications*. International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 33, pp. 2871 – 2879, 2008.
- [20] B. Shabani, J. Andrews and S. Watkins, '*Energy and Cost Analysis of a Solar-Hydrogen Combined Heat and Power System for Remote Power Supply Using a Computer Simulation*', Solar Energy, Vol. 84, N°1, pp. 144 – 155, 2010.
- [21] A. Kaabeche and R. Ibtouen, '*Techno-Economic Optimization of Hybrid Photovoltaic / Wind / Diesel / Battery Generation in a Stand-Alone Power System*', Solar Energy, Vol. 103, pp. 171–182, 2014.