

## Modélisation et dimensionnement d'un système hybride Eolien/ Photovoltaïque autonome

Sid Ali Derai<sup>1</sup> et Abdelhamid Kaabeche<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Département de Physique, Faculté des Sciences de l'Ingénieur  
Université M'Hamed Bougara  
1, Avenue de l'Indépendance, 35000 Boumerdès, Algeria

<sup>2</sup> Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER  
B.P. 62, Route de l'Observatoire, 16340 Bouzaréah, Algiers, Algeria

(reçu le 10 Juin 2016 - accepté le 26 Juin 2016)

**Résumé** - Une méthodologie d'optimisation et de dimensionnement des systèmes hybrides photovoltaïque/éolien avec batteries de stockage est présentée dans ce papier. Cette méthodologie est basée sur les concepts de la probabilité de perte d'énergie (DPSP) comme critère technique et du coût du kilowattheure minimal comme critère économique. La simulation est effectuée sur une période d'analyse d'une année, en utilisant les données horaires de l'irradiation solaire sur le plan horizontal, de la vitesse du vent et de la température ambiante enregistrées au sein du CDER, (Centre de Développement des Energies Renouvelables). Ces données nous ont permis de calculer la puissance horaire produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque et ce, sur la même période d'analyse. Un profil de consommation journalier type a été adopté, il est supposé identique pour tous les jours de l'année et correspond au profil de consommation rencontré généralement dans les sites isolés.

**Abstract** - A methodology for design and optimization of hybrid photovoltaic/wind system with batteries storage is presented in this paper. This methodology is based on the concepts of the probability of loss of energy (DPSP) as technical criterion and the minimum energy cost as an economic criterion. The simulation is carried out over a one-year analysis period, using the hourly data of the solar irradiation on the horizontal plane, the wind speed and the ambient temperature recorded at the CDER. (Renewable Energies Development Center). These data allowed us to calculate the hourly power produced jointly by the wind generator and the photovoltaic generator during the same analysis period. A typical daily consumption profile has been adopted; it is assumed identical for all days of the year and corresponds to the consumption profile generally encountered in isolated sites.

**Mots clés:** Système hybride (éolien/solaire) - Optimisation - Méthode de la DPSP - Capacité de stockage.

### 1. INTRODUCTION

La consommation d'énergie mondiale et dans notre pays ne cesse d'augmenter. La grande partie de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, etc...) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace c'est manifesté principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre.

L'utilisation des énergies renouvelables comme alternative écologique aux combustibles fossiles et au nucléaire, s'avère une solution très attrayante du fait qu'elles sont inépuisables, non polluantes, très adaptées à la production décentralisée et les technologies sont actuellement au point pour utiliser ces énergies au quotidien.

Leur exploitation pour la production d'électricité est très rentable dans les sites isolés, le caractère aléatoire des ressources d'énergie renouvelables fait que le système autonome utilisant une seule source d'énergie renouvelable nécessite une large capacité de stockage afin de satisfaire les besoins énergétiques de la charge et d'assurer une meilleure fiabilité de la production d'énergie.

L'utilisation des systèmes hybrides, combinant plusieurs sources d'énergie, permet d'une part, de diminuer la capacité de stockage et d'atténuer les fluctuations de la production causées par la nature aléatoire de ces ressources.

L'objectif de notre travail est de maintenir un niveau de fiabilité élevé avec un coût minimal d'énergie et ce, 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, alimentant un habitat individuel. Pour diverses valeurs de DPSP, on détermine, par un travail de simulation, les configurations optimales des différents composants du système, qui donnent un coût minimal.

## 2. PRESENTATION DU SYSTEME HYBRIDE

Lorsqu'un seul type d'énergie ne suffit pas à répondre à tous les besoins, il est possible de combiner deux ou plusieurs sources d'énergie.

Les systèmes hybrides sont habituellement élaborés pour répondre aux besoins énergétiques de l'électrification des maisons autonomes ou l'électrification complète de villages isolés ou de petites îles. Le rôle d'un système hybride est d'assurer la demande de charge et d'optimiser sa production afin de combler l'énergie demandée par la charge durant la période d'intermittence et tout en maintenant la qualité d'énergie fournie [1].

Notre système étudié est le SEH (Système d'Énergie Hybride) avec un banc de batterie. Il est présenté sur la figure 1.

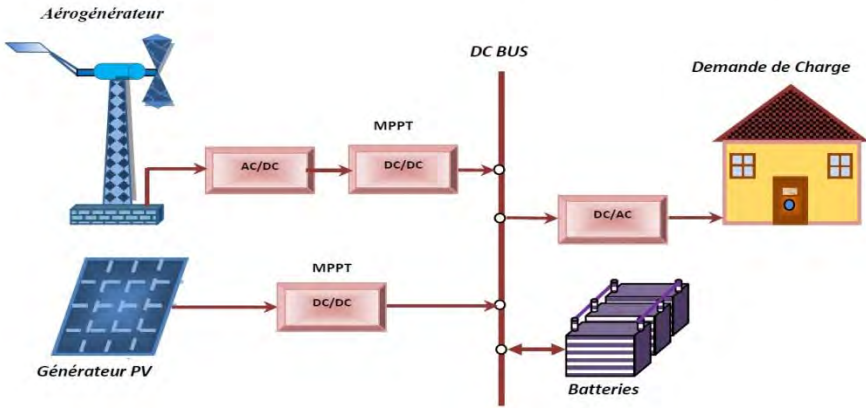


Fig. 1: Schéma synoptique du système hybride étudié

## 3. MODELISATION DU SYSTEME HYBRIDE

### 3.1 Modèle du module PV

Le modèle de Fuentes est donné par la relation suivante [2-4].

$$P_m = P_{\max, \text{réf}} (G/G_{\text{réf}}) [1 - \gamma(T_c - 25)] \quad (1)$$

Où,  $P_{\max, \text{réf}}$  est la puissance de référence dans les conditions standard de température (25°C) et d'éclairement (1000 W/m<sup>2</sup>),  $\gamma$  est le coefficient de variation du rendement en fonction de la température qui peut être calculé par la relation suivante  $\gamma$  est supposé constant et sa valeur pour les cellules en silicium est comprise dans l'intervalle (0.0035 – 0.005) / °C, et  $T_c$  étant la température de jonction des cellules exprimée en degrés Celsius (°C),  $T_{c, \text{réf}}$  est la température de référence prise égale à 25°C.

La température de jonction de la cellule solaire  $T_c$  est donnée par la relation suivante:

$$T_c = T_a + ((\text{NOCT} - 20) / 800) \times G \quad (2)$$

$T_a$  et  $T_c$  sont les températures, ambiante et de jonction de la cellule PV (°C), respectivement et  $G$  est l'irradiation solaire incidente sur le plan du module (W/m<sup>2</sup>) [5, 6], le NOCT, appelé la température nominale des cellules en opération.

### 3.2 Modèle de l'aérogénérateur

Le modèle le plus simple permettant d'établir une relation linéaire entre la puissance produite par l'éolienne et la vitesse du vent est le modèle linéaire. Ce modèle est décrit par la relation suivante [7-10]:

$$P_{ge}(V) = \left\{ \begin{array}{ll} P_{n,ge} \times \frac{V - V_d}{V_n - V_c} & V_d \leq V \leq V_n \\ P_{n,ge} & V_n \leq V \leq V_c \\ 0 & V \leq V_d \text{ ou } V \geq V_c \end{array} \right\} \quad (3)$$

Où,  $P_{n,ge}$ , est la puissance nominale de l'éolienne;  $V$ , la vitesse du vent à la hauteur du moyeu.

Pour obtenir des données des vitesses du vent à une hauteur désirée ( $Z$ ), on doit procéder à une extrapolation verticale des vitesses du vent mesurées généralement à la hauteur normalisée de 10 mètres du sol ( $Z_a$ ) au moyen du modèle de puissance, souvent utilisé dans la littérature. Il est donné par:

$$V(Z) = V(Z_a) \times \left( \frac{Z}{Z_a} \right)^\alpha \quad (4)$$

$\alpha$ , est un coefficient empirique exprimant les influences de la rugosité de la surface.

### 3.3 Modélisation du stockage

Le banc de batteries pour le stockage d'énergie est dimensionné pour satisfaire la demande de charge au cours de la période de non-disponibilité de la source d'énergie renouvelable, généralement connu sous le nom de 'jour d'autonomie'. Le nombre de jours d'autonomie varie généralement de 1 à 3 jours. Le modèle de stockage d'énergie représenté par la capacité de stockage  $C_{bat}$  dépend des facteurs, tels que la profondeur maximale de décharge, de la correction de température, de la capacité de batterie évaluée et de la durée de vie de la batterie. Toute la capacité du banc de batteries qui doit être utilisée pour satisfaire la charge est déterminée en utilisant l'expression suivante [11]:

$$C_{bat} = \frac{E_L \times N_a}{V_B \times T_{cf} \times \eta_B \text{ DOD}} \quad (5)$$

$C_{bat}$ , est la capacité totale de stockage;  $N_a$ , le nombre de jours d'autonomie;  $V_b$ , la tension du bus continu;  $E_L$ , la consommation journalière; DOD, la profondeur maximale de décharge et  $\eta_B$ , le rendement de la batterie.

Pour la modélisation de la charge et de la décharge des batteries, nous avons utilisé un modèle qui a été décrit par (Bogdan *et al.*, 1996). Ce modèle permet de calculer la capacité de stockage en fonction de la puissance produite par le système hybride et par la charge demandée [12]. Il est stipulé comme suit.

Quand la puissance produite est plus grande que la demande de la charge la capacité de batterie au temps  $t$  peut être exprimé par la relation suivante :

$$E_{char}(t) = E_{char}(t-1) \times (1 - \sigma) + (P_{pr}(t) - P_{dem}(t) / \eta_{ond}) \times \eta_{bat} \quad (6)$$

Quand la demande de charge est plus grande que la puissance produite, la capacité des batteries au temps  $t$  peut être exprimé comme suite

$$E_{char}(t) = E_{char}(t-1) \times (1 - \sigma) - (P_{dem}(t) / \eta_{ond} - P_{prod}) \quad (7)$$

Où,  $E_{char}(t)$  et  $E_{char}(t-1)$  sont respectivement, l'état de charge en (Wh) du banc de batterie aux instants  $t$  et  $(t-1)$ .  $\sigma$  est le taux horaire de la charge spontanée;  $P_{prod}$ , la puissance produite;  $P_{dem}$ , la charge demandée au temps  $t$ ;  $\eta_{ond}$ ,  $\eta_{bat}$ , les rendements de l'onduleur et de la batterie.

A tout moment, la quantité de charge des batteries est sujette aux contraintes suivantes:

$$C_{bat_{min}} \leq C_{bat} \leq C_{bat_{max}} \quad (8)$$

Ici, la capacité de la batterie maximale prend la valeur de la capacité nominale de la batterie ( $C_{bat_{min}} = C_{bat_{max}}$ ), et de la capacité minimale. Elle est déterminée par la profondeur de décharge (DOD) [11].

## 4. DIMENSIONNEMENT ET OPTIMISATION DU SYSTEME HYBRIDE PV /EOLIEN

### 4.1 Modèle de la fiabilité (technique) basé sur le concept de DPSP

La DPSP est la probabilité pour qu'un déficit énergétique se produise quand le système hybride (énergie solaire, énergie éolienne et stockage de l'énergie) ne peut pas satisfaire la demande de charge. Ainsi, le dimensionnement d'un système hybride (PV, éolien) fiable peut être accompli en employant la LPSP comme paramètre principal de dimensionnement.

La méthodologie utilisée pour le dimensionnement du système hybride avec stockage batteries, peut être résumée dans les étapes suivantes:

■ **Etat 1-** Si l'énergie produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque dépasse l'énergie demandée par la charge, les batteries se chargent jusqu'à atteindre leur capacité maximale. Le reste de l'énergie disponible n'est pas employé.

■ **Etat 2-** Quand l'énergie demandée par la charge est supérieure à l'énergie produite, les batteries se déchargent pour combler ce déficit.

Dans ce cas, si l'état de charge de batteries diminue à son niveau minimum,  $E_{char,min}$ , le système de contrôle déconnecte la charge et ce déficit appelé, déficit d'énergie (Deficiency of Power Supply DPS) à l'heure  $t$ , pourrait être exprimé par la relation suivante [14-16].

$$DPS(t) = E_{dem}(t) - [E_{prod}(t) + E_{char}(t-1) - E_{char,min}] \times \eta_{ond} \quad (9)$$

La probabilité de déficit d'énergie (DPSP) pour une période d'analyse  $T$ , est le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte d'énergie  $DPSP(t)$  durant la même période sur l'énergie totale demandée. La DPSP est définie par la relation suivante [15, 16]:

$$DPSP = \frac{\sum_{t=1}^T DPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_{dem}(t)} \quad (10)$$

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

## 4.2 Modèle économique

Dans la littérature, plusieurs critères économiques sont utilisés pour l'analyse économique des systèmes de production d'électricité d'origines renouvelables. Parmi ces critères, on trouve, le coût annualisé, le coût du kilowattheure d'énergie et le coût de cycle de vie. Dans notre application on va s'intéresser à trois indicateurs de rentabilité économiques qui sont définis ci-dessous.

### 4.2.1 Coût actuel net global (TNPC)

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:

- coûts récurrents- par exemple, le coût de maintenance du générateur PV et de l'aérogénérateur.
- 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 [17- 19]:

$$PW_{C_{rec}} = C_{rec} \frac{\left( \frac{1+e}{1+d} \right) \times \left( \left( \frac{1+e}{1+d} \right)^{lp} - 1 \right)}{\left( \frac{1+e}{1+d} \right) - 1} \quad (11)$$

Où,  $e$  est le taux d'intérêt,  $d$  est le taux d'escalade,  $C_{rec}$  est le coût récurrent et  $Lp$  est la durée de vie du système en années. La conversion du coût non-récurrent en valeur actuelle est donnée par [20, 21]:

$$PW_{C_{non-rec}} = C_{non-rec} \frac{\left( \frac{1+e}{1+d_{adj}} \right) \times \left( \left( \frac{1+e}{1+d_{adj}} \right)^{lp} - 1 \right)}{\left( \frac{1+e}{1+d_{adj}} \right) - 1} \quad (12)$$

$d_{adj}$  et  $C_{non-rec}$  sont respectivement le taux d'intérêt ajusté et le coût non-récurrent

$$d_{adj} = \frac{(1 + d)^p}{(1 + d)^{p-1}} - 1 \quad (13)$$

Avec  $p$  est le nombre d'années entre deux paiements successifs pour des coûts non-récurrents

Le coût actuel net global ( TNPC), peut alors être exprimé comme suit [18, 19, 22]:

$$TNPC(USD) = C_{I-initial} + PWc_{rec} + PWc_{non-rec} \quad (14)$$

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). Tous les paramètres dans l'équation ci-dessus sont exprimés en leur valeur actuelle.

Le  $C_{I-initial}$  dépend de la capacité installée de chaque composant du système. Il est calculé de la façon suivante:

$$C_{I,initial} = \left( (C_{pv} \cdot C_{Unit,PV}) + (C_W \cdot C_{Unit,w}) + (C_b \cdot C_{Unit,BV}) + (C_{INV} \cdot C_{Unit,INV}) + C_0 \right) \quad (15)$$

Où  $C_{pv}$ , est la capacité totale (W);  $C_{unit,pv}$ , est le coût unitaire (USD/W) du générateur PV;  $C_W$ , est la capacité totale (W);  $C_{unit,w}$ , le coût unitaire (USD/W) de l'aérogénérateur;  $C_b$ , la capacité totale (Wh) du banc de batteries;  $C_{Unit,b}$ , le coût unitaire(USD/Wh) du banc de batteries;  $C_{INV}$ , la capacité totale de l'onduleur (W);  $C_{unit,INV}$ , est le coût unitaire en (USD/W) de l'onduleur et  $C_0$ , est le coût total constant.

#### 4.2.2 Coût global annualisé (TAC)

Le coût global annualisé (TACTAC) est 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 de capitaux (CRF). Le TAC est donné par [21].

$$TAC(USD) = TNPC \times CRF \quad (16)$$

Et le CRF (rapport permettant de calculer la valeur actuelle d'une annuité) est donné par [18, 19,22] :

$$CRF(d, lp) = \frac{d(1 + d)^{lp}}{(1 + d)^{lp} - 1} \quad (17)$$

Avec  $d$  est le taux d'intérêt,  $lp$  est la durée de vie du système en années (25 ans).

#### 4.2.3 Coût du kilowattheure d'énergie (LUEC)

Le coût du kilowattheure d'énergie ( LUEC ) peut être déterminé par le rapport du coût global annualisé ( TAC) à l'énergie annuelle produite par le système. Il est exprimé par [19]:

$$LUEC(USD/kWh) = \frac{TAC}{\sum_{t=1}^{8760} E_{prod}(t)} \quad (18)$$

Où,  $E_{prod}(t)$ , est l'énergie totale produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque à une heure  $t$  (Wh). [22\_24].

L'organigramme du modèle de système hybride (avec stockage batteries) est illustré dans la figure 2. Dans ce programme,  $P_{PV,min}$ ,  $P_{PV,max}$ ,  $P_{Wmi}$ ,  $P_{W,max}$  représentent les limites inférieure et supérieure de la variation de l'intervalle des puissances crêtes des générateur PV et éolien, respectivement.  $\Delta P_{PV}$  et  $\Delta P_W$  représentent respectivement, les pas de variation des puissances des générateurs PV et éolien;  $\Delta t$  est le pas de simulation et  $NS_D$  est le nombre maximum de jours de stockage. Dans cette étude le nombre maximum des jours de stockage,  $NS_D = 3$ .



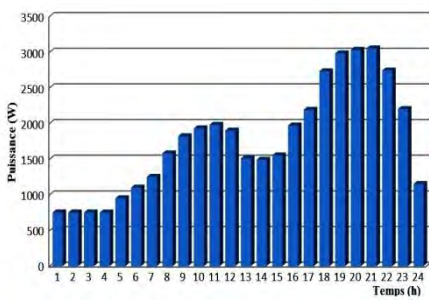


Fig. 3: Profil de charge adopté

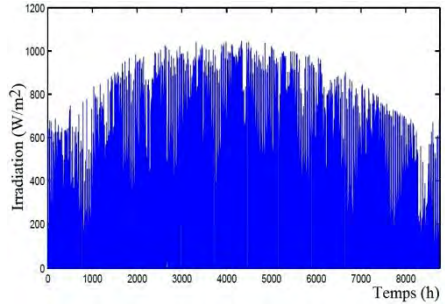


Fig. 4: Irradiation solaire globale sur le plan horizontal (site- Adrar)

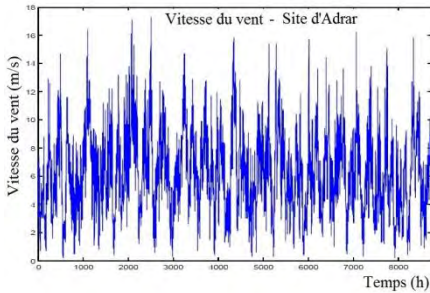


Fig. 5: Evolution de la vitesse du vent (site- Adrar)

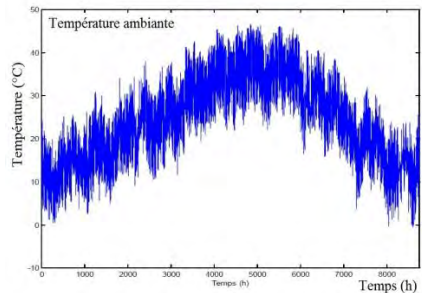


Fig. 6: Evolution de la température ambiante (site- Adrar)

La simulation est effectuée sur une période d'analyse d'une année, en utilisant les données horaires de l'irradiation solaire sur le plan horizontal, de la vitesse du vent et de la température ambiante.

La figure 4 montre l'évolution de l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal.

L'évolution de vitesse du vent est illustrée dans la figure 5. Tandis que la figure 6 présente l'évolution de la température ambiante.

Trois paramètres de dimensionnement sont utilisés à savoir, la puissance du générateur PV, la puissance de l'éolienne et la capacité de stockage qui sont analysées.

Trois valeurs de probabilité de déficit d'énergie (DPSP) ont été utilisées dans la présente simulation (0%, 0.7% et 2%), une DPSP égale à 0, signifie que les besoins énergétiques de notre système sont toujours satisfaits. Les principaux résultats de la simulation sont présentés dans cette partie.

### 5.1 Influence de la capacité de stockage et de la DPSP sur les dimensions du système

Les relations entre la capacité de stockage, le taux de défaillance et les configurations du système sont présentés dans les figures ci-dessus et ce, pour le site d'Adrar. Ces figures présentent les résultats de la relation entre le taux de défaillance représenté par les différentes valeurs de la DPSP et les configurations du système, pour différents jours d'autonomie de stockage batteries

### 5.2 Présentation des graphes

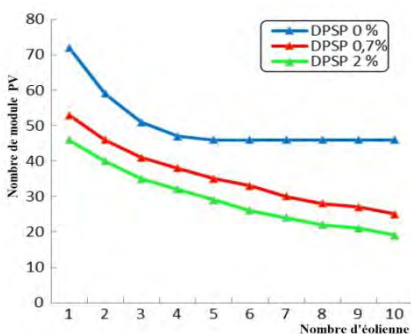


Fig. 7: Configurations optimales pour différentes valeurs de la DPSP désirée avec un jour d'autonomie

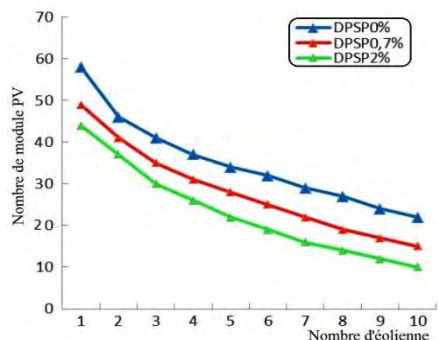


Fig. 8: Configurations optimales pour différentes valeurs de la DPSP désirée avec deux jours d'autonomie



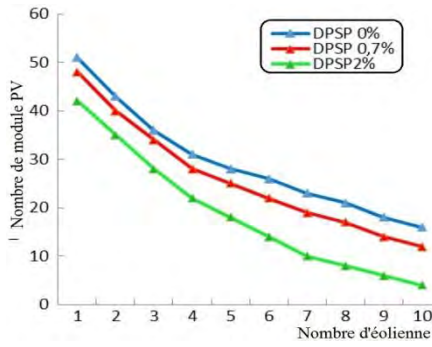


Fig. 9: Configurations optimales pour différentes valeurs de la DPSP désirée avec trois jours d'autonomie

Dans les figures 7 - 9, les courbes sont de nature hyperbolique. Chaque point d'elles représente un couple (nombre de modules PV, nombre d'éoliennes) garantissant l'autonomie énergétique souhaitée. Dans le cas d'une valeur nulle de la DPSP, la courbe correspondante est appelée, 'courbe d'autonomie du système': chaque point de cette courbe représente une combinaison qui assure l'autonomie totale du système.

Les zones au-dessus des courbes sont également des configurations qui peuvent garantir la fiabilité de l'alimentation requise.

Les mêmes figures montrent également que lorsque la fiabilité du système est élevée, la configuration du système (nombre de modules PV, nombre d'éoliennes) est aussi élevée, pour la même capacité de stockage batteries.

Une situation similaire se produit dans le système pour deux et trois jours d'autonomie de stockage batteries, mais par rapport au système avec une journée d'autonomie, le nombre de modules PV et d'aérogénérateurs est plus modéré.

Cela signifie que le système hybride avec plusieurs batteries (3 jours d'autonomie de capacité de stockage) peut répondre à la demande de charge avec une faible défaillance d'alimentation.

Les résultats de simulation montrent que le nombre de générateurs PV et éoliens dépend de la capacité de stockage. Il est important aux faibles valeurs de capacité de stockage. Alors, on peut constater que la capacité de stockage varie en sens inverse de la taille des générateurs PV et éolien.

### 5.3 Résultats de l'application correspondant au modèle économique

L'optimisation économique du système hybride PV/éolien consiste à choisir, parmi l'ensemble de configurations satisfaisant le critère technique (DPSP désirée), la configuration qui présente le coût minimal et ce, en utilisant le modèle économique.

#### 5.3.1 Présentation des graphes

##### 5.3.1.1 Résultats de la simulation pour un jour d'autonomie

Les figures suivantes représentent les résultats de simulation pour un jour d'autonomie et pour différentes valeurs de DPSP incluant les 3 critères de rentabilité économique:

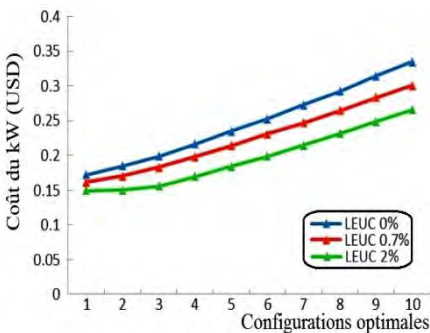


Fig. 10: Evolution du coût du kilowattheure d'énergie (LUEC) pour les configurations optimales correspond à un jour d'autonomie et différentes valeurs de DPSP

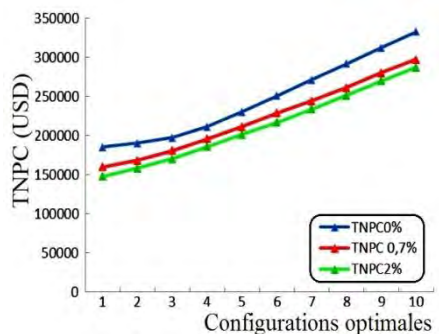


Fig. 11: Evolution du coût actuel net global (TNPC) pour configurations optimales correspond à un jour d'autonomie et différentes valeurs de DPSP



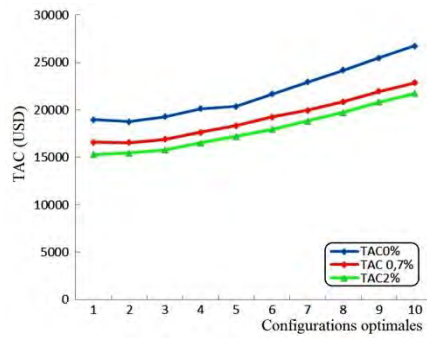


Fig. 12: Evolution du coût global annualisé (TAC) pour configurations optimales correspond à un jour d'autonomie et différentes valeurs de DPSP.

### 5.3.1.2 Résultats de la simulation pour 2 jours d'autonomies

Les figures suivantes représentent les résultats de simulation de deux jours d'autonomies et pour différentes valeurs de DPSP incluant les trois critères de rentabilité économique.

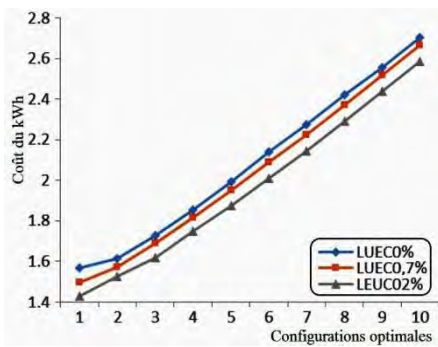


Fig. 13: Evolution du coût du kilowattheure d'énergie (LUEC) pour configurations optimales correspond à deux jours d'autonomie et différentes valeurs de DPSP

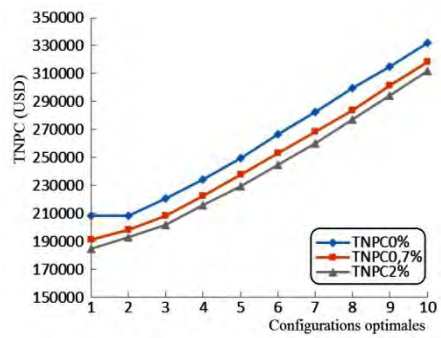


Fig. 14: Evolution du coût actuel net global (TNPC) pour configurations optimales correspond à deux jours d'autonomie et différentes valeurs de DPSP

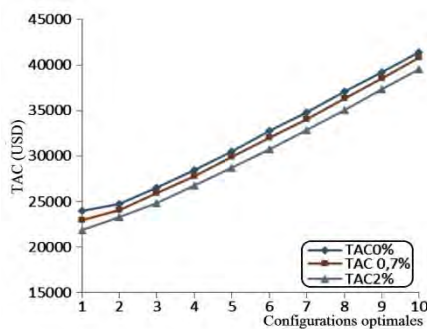


Fig. 15: Evolution du coût global annualisé (TAC) pour configurations optimales correspond à deux jours d'autonomie et différentes valeurs de DPSP

### 5.3.1.3 Résultats de la simulation pour 3 jours d'autonomies

Les figures suivantes représentent les résultats de simulation de trois jours d'autonomies et de différentes valeurs de DPSP incluant les trois critères de rentabilité économique.

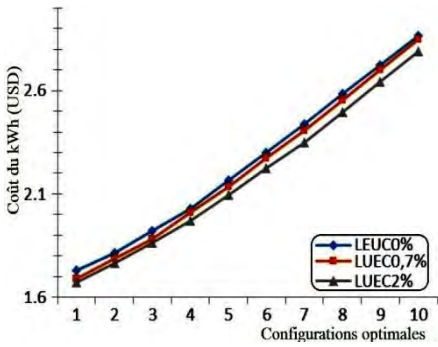


Fig. 16: Evolution du coût du kilowattheure d’énergie (LUEC) pour les configurations optimales correspond à trois jours d’autonomie et différentes valeurs de DPSP

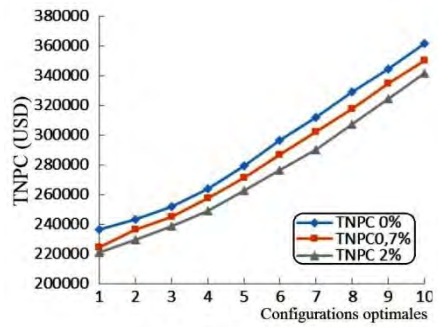


Fig. 17: Evolution du coût actuel net global ( TNPC) pour configurations optimales correspond à trois jours d’autonomie et différentes valeurs de DPSP

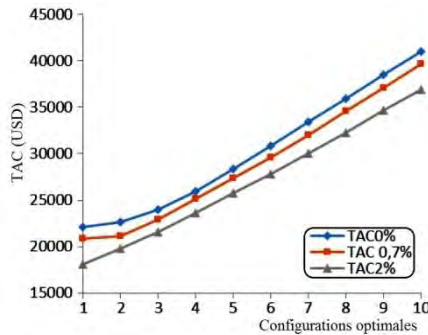


Fig. 18: Evolution du coût global annualisé (TAC) pour configurations optimales correspond à trois jours d’autonomie et différentes valeurs de DPSP

5.3.2 Discussion des graphes

Dans les figures présentées ci-dessus, (figures. 10-18), les courbes représentées en symboles pleins (courbes de coûts), représentent l’évolution des trois indicateurs de rentabilités économiques choisis dans cette étude à savoir: le TNPC, le TAC et le LUEC en fonction des différentes configurations de systèmes hybrides.

Ces figures nous permettent de constater que chaque courbe de coût, présente une valeur minimale. Cette dernière correspond à la configuration optimale répondant à l’exigence de fiabilité du système. Elles montrent également, que les plus faibles valeurs du TNPC, du TAC et du LUEC sont observées quand la taille de générateur PV et éolien est modérée.

On voit bien que la capacité de stockage définie en jour d’autonomie, influe considérablement sur le coût global annualisé ( TAC ) et le coût global net ( TNPC).

Les valeurs de TAC et de TNPC et de LUEC pour un jour d’autonomie sont les plus faibles par rapport à ceux de 2 jours et 3 jours d’autonomie, de même les valeurs de 2 jours d’autonomies sont plus faibles en comparaison avec celles de 3 jours d’autonomies. On voit clairement l’influence de la capacité de stockage sur les valeurs de nos indicateurs de rentabilité économique car le stockage est le maillon faible dans de tels systèmes énergétiques.

Le **Tableau 3** donne les résultats finaux relatifs au dimensionnement optimal du système hybride considéré dans cette étude. Ce tableau affiche le nombre de modules photovoltaïques, le nombre d’éoliennes, la capacité de stockage (en jour d’autonomie), le coût de kilowattheure LUEC, le coût global annualisé (TAC) et le coût globale actuel net (TNPC).

Il ressort clairement de ce tableau que les plus faibles valeurs de TAC et de TNPC et de LUEC sont obtenues pour une journée d’autonomie et ce pour tous les niveaux de fiabilité.

La raison principale est due du fait que le banc de batteries est le maillon faible dans les systèmes de production d’électricité d’origines renouvelables notamment par sa faible durée de vie.

**Tableau 3:** Résultats finaux relatifs au dimensionnement optimal du système hybride considéré dans cette étude

DPSP (0, 0.7 et 2%)						
	Nb de jours d'autonomie	Nb éoliennes	Nb de modules PV	LEUC (\$/kWh)	TAC(\$)	TNPC(\$)
	1	<u>1</u>	<u>72</u>	<u>1.441570</u>	<u>22077.65</u>	<u>185153.9</u>
<b>configuration</b>	2	1	58	1.565922	23982.1	208201,8
	3	1	51	1.729982	26950.77	236314,392
DPSP0.7%						
	1	<u>1</u>	<u>53</u>	<u>1.36215</u>	<u>20867.39</u>	<u>159830.726</u>
<b>configuration</b>	2	1	49	1.496433	22317.87	191106,5
	3	1	48	1.690274	26494.67	221120,5
DPSP2%						
	1	<u>1</u>	<u>46</u>	<u>1.18347</u>	<u>18124.81</u>	<u>148013.2</u>
<b>configuration</b>	2	1	44	1.426943	21853.64	184566,9
	3	1	42	1.670419	25582.47	221120,5

## 6. CONCLUSION

En vue d'établir un dimensionnement optimal et de déterminer des lois de gestion d'énergie optimisées, nous avons développé un formalisme et une approche technico-économique bien adaptés. Cette approche est décrite par deux modèles; le modèle de fiabilité développé selon le concept de la probabilité de déficit d'énergie (DPSP) et le modèle économique basé sur l'utilisation de trois indicateurs de rentabilité économique à savoir: le coût actuel net global (TNPC), le coût global annualisé (TAC) et le coût du kilowattheure d'énergie (LUEC).

L'ensemble de ces deux modèles permet enfin, de déterminer la configuration optimale nécessaire à l'autonomie du système sur une année de fonctionnement et ce, en évaluant différents cas correspondant au lieu et à l'utilisateur.

## REFERENCES

- [1] S. Kamaruzzaman *et al.*, 'Renewable Energy: Resources and Applications in Malaysia', Pusat Tenaga Malaysia, 2000.
- [2] G.N. Tiwari and S. Dubey, 'Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications', RSC Publishing, 2009.
- [3] E. Skoplaki and J. Palyvos, 'On the Temperature Dependence of Photovoltaic Module Electrical Performance: A Review of Efficiency/Power Correlations', Solar Energy, Vol. 83, N°5, pp. 614 - 624, 2009.
- [4] M. Fuentes, G. Nofuentes, J. Aguilera, D. Talavera, and M. Castro, 'Application and Validation of Algebraic Methods to Predict the Behaviour of Crystalline Silicon PV Modules in Mediterranean Climates', Solar Energy, Vol. 81, N°11, pp. 1396 - 1408, 2007.
- [5] M.A. Habib, S.A.M. Said, M.A. El Hadidy and I. Al Zaharna, 'Optimization Procedure of a Hybrid PV/Wind Energy System', Energy, Vol. 24, N°11, pp. 919 - 929, 1999.
- [6] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli and P. Poggi, 'Calculation of the Polycrystalline PV Module Temperature Using a simple Method of Energy Balance', Renewable Energy, Vol. 31, pp. 553 - 567, 2006.
- [7] H. Yang, L. Lu and W. Zhou, 'A Novel Optimization Sizing Model for Hybrid Solar Wind Power Generation System', Solar Energy, Vol. 81, pp. 76 - 84, 2007.
- [8] J.L. Torres, E. Prieto, A. Garcia, M. De Blas, F. Ramirez and A. De Francisco, 'Effects of the Model Selected for the Power Curve on the Site Effectiveness and the Capacity Factor of a Pitch Regulated Wind Turbine', Solar Energy, Vol. 74, N°2, pp. 93 - 102, 2003.
- [9] E. Kavak Akpınar and S. Akpınar, 'An Assessment on Seasonal Analysis of Wind Energy Characteristics and Wind Turbine Characteristics', Energy Conversion & Management, Vol. 146, pp. 1848 - 1867, 2005.

- [10] S.H. Karaki, R.B. Chedid and R. Ramadan, '*Probabilistic Performance Assessment o and Wind Energy Conversion Systems*', IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 14, N°2, pp. 217 - 224, 1999.
- [11] J. Labbé, '*L'Hydrogène Electrolytique comme Moyen de Stockage d'Electricite pour Systèmes Photovoltaïques Isolés*', Thèse de Doctorat, Ecole des Mines de Paris, 2006.
- [12] 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. 9, N°2, pp. 367 - 375, 1996.
- [13] M. Chikh, '*Etude Analytique Conceptuelle des Systèmes PV de Puissance Adoptés aux Sites Isolés de l'Algérie*', Thèse de Magister, CDER, 1994.
- [14] A. Kaabeche, M. Belhamel and R. Ibtouen, '*Techno-Economic Valuation and Optimization of Integrated Photovoltaic/Wind Energy Conversion System*', Solar Energy, Vol. 85, pp. 2407 - 2420, 2011.
- [15] A. Kaabeche, M. Belhamel and R. Ibtouen, '*Sizing Optimization of Grid-Independent Hybrid Photovoltaic/Wind Power Generation System*', Energy, Vol. 36, pp. 1214 - 1222, 2010.
- [16] A. Kaabeche, M. Belhamel and R. Ibtouen, '*Optimal Sizing of Stand-Alone PV/Wind Power Generation System*', Revue des Energies Renouvelables, SMEE'10, Bou Ismail Tipaza (2010) pp. 205 - 213.
- [17] J.R. Brown and R.R. Yanuck, '*Introduction to Life Cycle Costing*', Fairmont Press, Englewood Cliffs, NJ, 1985.
- [18] C.W. Ajan, S.S. Ahmed, H.B. Ahmad, F. Taha, A. Asuhaimi B. Mohd Zin, 'On the Policy of Photovoltaic and Diesel Generation Mix for an Off-Grid Site: East Malaysian Perspectives', Solar Energy, Vol. 74, pp. 453 - 467, 2003.
- [19] R. Pallabazzer, '*Evaluation of Wind Energy Potentiality*', Solar Energy, Vol. 5, N°1, pp. 49 - 59, 1995.
- [20] D.J. Dalton, D.A. Lockington and TE. Baldock, '*Feasibility Analysis of Stand-Alone Renewable Energy Supply Options for a Large Hotel*', Renewable Energy, Vol. 33, N°7, pp. 1475 - 1490, 2008.
- [21] A. Kaabeche, M. Belhamel and R. Ibtouen, '*Techno-Economic Valuation and Optimization of Integrated Photovoltaic/Wind Energy Conversion System*', Solar Energy, Vol. 85, pp. 2407 - 2420, 2011.
- [22] 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.
- [23] <http://www.solarbuzz.com>