

Optimisation du dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque/éolien par des méthodes méta heuristiques

S. khenfous ¹, A. Kaabeche ² et S. Diaf ²

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

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

(reçu le 10 Juin 2017 - accepté le 30 Juin 2017)

Résumé - L'étude présentée dans ce papier, porte sur l'optimisation du dimensionnement d'un système d'énergie hybride photovoltaïque/éolien en utilisant les batteries Lithium-Ion comme moyen de stockage, où les résultats obtenues sont comparés à ceux du même système hybride avec des accumulateurs classiques (Plomb-Acide). Cette méthodologie est décrite en utilisant deux méthodes méta heuristiques: l'optimisation par essaim de particules accélérées (Accelerated Particle Swarm Optimisation_APSO) et la recherche coucou (Cuckoo Search_CS). Ainsi, notre problème d'optimisation est caractérisé par une fonction objective représentée par le coût du kilowattheure d'énergie produite (Levelised Unit Electricity Cost_LUEC), et une contrainte principale qui est en relation avec la fiabilité du système. Cette contrainte est représentée par le concept de la probabilité de perte d'énergie (Loss of Power Supply Probability_LPSP). Cette étude est effectuée en utilisant des données météorologiques sur une période d'une année, récoltées à l'aide du logiciel Météonorm disponible au niveau du CDER (Centre de Développement des Energies Renouvelables). Une étude de cas a été conduite pour analyser un projet de système hybride dédié à alimentation d'un groupement de maisons constitué d'une trentaine d'habitats individuels, localisés dans trois sites en Algérie, à savoir Adrar, El Bayadh et El Kala.

Abstract - The study presented in this paper focuses on the optimization of the design of a hybrid photovoltaic/wind energy system using Lithium-Ion batteries as a storage medium, where the results obtained are compared with those of the same hybrid system with conventional batteries (Lead-Acid). This methodology is described using two meta heuristic methods: Accelerated Particle Swarm Optimization (APSO) and Cuckoo Search_CS. Thus, our optimization problem is characterized by an objective function represented by the energy cost (Levelised Unit Electricity Cost_LUEC), and a main constraint that is related to the system reliability. This constraint is represented by the Loss of Power Supply Probability (LPSP) concept. This study is carried out using meteorological data over a period of one year, harvested using the Meteororm software available at the CDER (Center for Renewable Energy Development). A case study is conducted to analyze a one hybrid project dedicated to meet a group of houses consisting of about thirty individual habitats, located in three sites in Algeria namely :Adrar, El Bayadh and El Kala.

Mots clés: Système hybride (éolien-solaire) - Optimisation - Méthode de la LPSP - Coût du kilowattheure (LUEC)-Méthodes méta heuristiques.

1. INTRODUCTION

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; là où l'extension du réseau électrique serait un échec financier.

Néanmoins 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 et, d'autre part, de constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesel utilisés généralement pour la génération d'énergie électrique dans les sites isolés.

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans cette article, porte sur le dimensionnement et l'optimisation d'un système hybride photovoltaïque/éolien par des méthodes méta heuristiques. Une étude de cas est conduite pour analyser le système hybride proposé. Ce système est supposé installer dans trois régions d'Algérie à savoir: Adrar, El Kala et El Bayadh. Deux méthodes méta heuristiques ont été développées pour l'optimisation du système en utilisant le concept de la probabilité de perte de charge (Loss of Power Supply Probability, LPSP) utilisée comme contrainte principale et le coût du kilowattheure produit (LUEC) comme fonction objective.

Ainsi, la méthodologie d'optimisation proposée utilise une approche technico-économique, selon deux critères d'optimisation, à savoir: la fiabilité du système et le coût de l'énergie produite. S'agissant du choix des deux méthodes méta heuristiques appliquées, on a opté pour l'optimisation par essaim de particule accélérée (APSO) et la recherche coucou (CS). L'ensemble des résultats de simulation obtenus au cours de cette étude sont présentés. Ces résultats sont issus de l'application de la méthodologie proposée pour le dimensionnement optimal des deux configurations de systèmes hybrides proposés et ce, pour subvenir aux besoins énergétiques de la charge.

2. PRESENTATION DU SYSTEME HYBRIDE

Un système hybride est un système qui utilise au moins deux sources d'énergie différentes. En particulier, le système hybride de production solaire et éolienne devient une solution très intéressante pour les applications autonomes. Combiner les deux sources de l'énergie solaire et du vent peut fournir une meilleure fiabilité, réduire la taille du stockage d'énergie et leur système hybride devient plus économique [1]. Le système hybride étudié regroupe deux parties pour la production de l'énergie passant par un stockage électrochimique comme illustre la figure suivante:

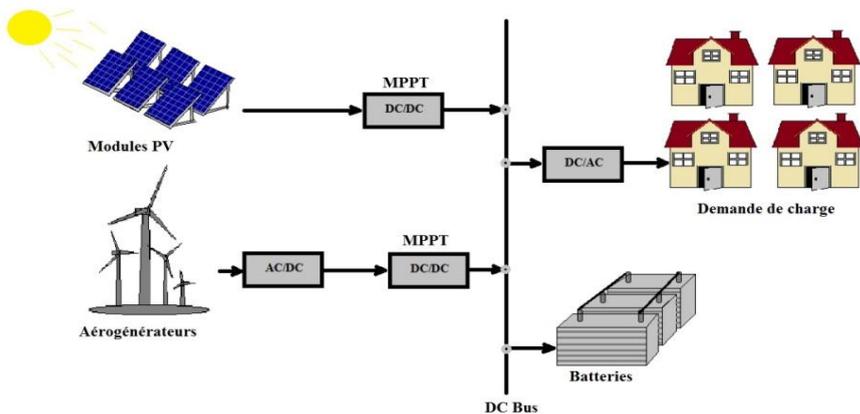


Fig.1: Schéma synoptique du système hybride étudié

3. MODELISATION DU SYSTEME HYBRIDE

3.1 Modèle du module PV

Pour calculer la puissance de sortie d'un module PV, on a utilisé l'équation suivante [2]:

$$P_{PV}(t) = P_{max} \times \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \times (1 + \alpha_T (T_c - T_{a-ref}))$$

Où, $P_{PV}(t)$ est la puissance générée par un module PV à l'instant t (W), P_{max} est la puissance maximale dans les conditions de référence (1000 W/m^2 et 25°C), G est l'éclairement global incident (W/m^2), G_{ref} est l'éclairement dans les conditions de référence (W/m^2), α_T est le coefficient de température de la puissance maximale et sa valeur égale $-3.7 \times 10^{-3} \text{ (1/}^\circ\text{C)}$ pour les cellules mono et polycristallines, T_{a-ref} est la température ambiante dans les conditions de référence (en $^\circ\text{C}$) et T_c est la température de la cellule PV exprimée ($^\circ\text{C}$), peut être calculée à partir de l'équation suivante [2-4]:

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \times G$$

Où, T_a est la température ambiante ($^\circ\text{C}$) et NOCT (Normal Operating Cell Temperature) est la température de fonctionnement nominal des cellules PV (en $^\circ\text{C}$) dans les conditions suivantes: un éclairement de 800 W/m^2 , une température ambiante de 20°C et une masse d'air optique AM égale à 1.5. La valeur de NOCT est généralement donnée par le constructeur (autour de 45°C).

S'il y a N_{pv} panneaux alors la puissance totale est:

$$P_{T_{pv}}(t) = P_{pv}(t) \times N_{pv}$$

3.2 Modèle de l'aérogénérateur

En général, les mesures des vitesses du vent sont réalisées à 10 m au-dessus du sol (Z_a). La variation de cette dernière en fonction de la hauteur (Z), est donnée par diverses théories. Plus simplement, le profil vertical des vitesses du vent peut s'exprimer empiriquement par la relation suivante [5, 6]:

$$V_Z = V_a \times (Z / Z_a)^\alpha$$

Avec α , représente un coefficient dit de rugosité dépendant de la nature des obstacles situés au sol.

$$P_E(t) \begin{pmatrix} 0 & V(t) < V_d \\ a(V(t))^3 - bP_N V_d \leq V(t) < V_N & \\ P_N & V_N \leq V(t) < V_a \\ 0 & V(t) \geq V_a \end{pmatrix}$$

Où, P_N est la puissance nominale (W), V_N , V_d , V_a sont respectivement la vitesse nominale, la vitesse de démarrage et la vitesse d'arrêt, a et b sont des constantes pouvant être calculées par:

$$\begin{cases} a = \frac{P_N}{(V_N^3 - V_d^3)} \\ b = \frac{V_d^3}{(V_N^3 - V_d^3)} \end{cases}$$

S'il y a N_E éoliennes, alors la puissance totale est:

$$P_{T_E}(t) = P_E(t) \times N_E$$

3.3 Modélisation du stockage

Dans le but de couvrir les périodes de non-disponibilité de la source d'énergie renouvelable et de fournir à tout moment de l'énergie, on utilise les batteries comme moyen de stockage. La capacité de stockage en fonction de l'énergie produite par le système hybride et par la charge demandée est représentée comme suit.

A l'état de charge, la quantité d'énergie à l'instant (t) peut être obtenue avec l'équation suivante [7]:

$$E_B(t) = E_B(t-1) + \left[E_G(t) - \left(\frac{C(t)}{\eta_{\text{ond}}} \right) \right] \times \eta_B$$

Où $E_B(t)$ et $E_B(t-1)$ sont les quantités de charge de batteries à l'instant t et t-1, η_{ond} indique le rendement de l'onduleur, $C(t)$ la charge demandée, $E_G(t)$ est l'énergie générée par les générateurs PV/Eolien et η_B est le rendement de batteries.

A l'état de décharge, la quantité d'énergie à l'instant (t) peut être obtenue avec l'équation suivante:

$$E_B(t) = E_B(t-1) + \left[\left(\frac{C(t)}{\eta_{\text{ond}}} \right) - E_G(t) \right]$$

4. DIMENSIONNEMENT ET OPTIMISATION DU SYSTEME HYBRIDE PV/EOLIEN

4.1 Modèle économique

• Fonction objectif

La fonction objective de dimensionnement est le coût de kilowattheure d'énergie (Levelised Unit Electricity Cost_LUEC), peut être déterminé par le rapport du coût global annualisé (Traffic Aquisition Cost_TAC) à l'énergie annuelle produite par le système (E_{pr}) [8].

$$LUEC \text{ (USD/kWh)} = \frac{TAC}{\sum_{t=1}^{8760} E_{pr}(t)}$$

Le coût global annualisé (TAC) est le produit de coût actuel net global (Total Net Present Cost_TNPC) par le facteur de recouvrement de capitaux (Capital Recovery Factor_CRF). Le TACTAC est donné par [9]:

$$TAC(\text{USD}) = TNPC \times CRF$$

Le CRF (rapport permettant de calculer la valeur actuelle d'une annuité) est donné par [10]:

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

Où, d est le taux d'intérêt et L_p est la durée de vie du système en année.

Le coût actuel net global (TNPC), peut alors être exprimé comme suit:

$$TNPC(USD) = C_{I-initial} + PW_{C_{rec}} + PW_{C_{non-rec}}$$

PW_{C_r} , est le coût récurrent, sa conversion en valeur actuelle est donnée par la relation suivante [11, 8]:

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

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 année. La conversion du coût non récurrent ($PW_{C_{non-rec}}$) en valeur actuelle est donnée par [12, 13]:

$$PW_{C_{non-rec}} = C_{non-rec} \frac{\left[\frac{1+e}{1+d_{adj}} \right] \left\{ \left[\frac{1+e}{1+d_{adj}} \right]^{L_p} - 1 \right\}}{\left[\frac{1+e}{1+d_{adj}} \right] - 1}$$

avec

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

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

$C_{I-initial}$, est le coût d'investissement initial des composants du système. Il est calculé de la façon suivante:

$$C_{I-initial} = \left[\begin{aligned} & (C_{PV} \times C_{Unit, PV}) + (C_W \times C_{Unit, W}) + (C_B \times C_{Unit, B}) \\ & + (C_{INV} \times C_{Unit, INV}) + C_0 \end{aligned} \right]$$

Où, $(C_{PV} \times C_{Unit, PV})$ sont respectivement, la capacité totale (W) et le coût unitaire (\$/W) du générateur PV; $(C_W \times C_{Unit, W})$ sont respectivement, la capacité totale (W) et le coût unitaire (\$/W) de l'aérogénérateur; $(C_B \times C_{Unit, B})$ sont respectivement, la capacité totale (Wh) et le coût unitaire (\$/Wh) du banc de batteries; $(C_{INV} \times C_{Unit, INV})$ sont 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.

• **Contraintes**

Dans le système PV/Eolien/Batteries, A tout moment, la quantité de charge de batterie devrait satisfaire la contrainte suivante:

$$E_{B_{\min}} \leq E_{B_t} \leq E_{B_{\max}}$$

La quantité de charge maximale ($E_{B_{\max}}$) prend la valeur de la capacité nominale de la batterie (C_B), et la quantité de charge minimale ($E_{B_{\min}}$) est obtenue par la profondeur maximale de décharge (maximum Depth of Discharge_DOD) [14].

$$E_{B_{\min}} = (1 - \text{DOD}) \times C_B$$

Dans les systèmes d'énergie hybrides, pour avoir un système fiable, il faut considérer le concept de la probabilité de perte d'énergie (Loss of Power Supply Probability (LPSP)), qui 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. Une LPSP nulle, signifie que la charge est toujours satisfaite et une LPSP égale à l'unité signifie que la charge n'est jamais satisfaite. Pour une période d'analyse T, LPSP est définie par la relation suivante [5, 2]:

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

Où, LPS(t) est l'énergie déficitaire lorsque l'énergie demandée par la charge est supérieure à l'énergie produite par les deux sources (solaire et éolienne). Elle est exprimé par:

$$\text{LPS}(t) = C(t) - (E_G(t) + E_B(t-1) - N_B \times E_{B_{\min}}) \times \eta_{\text{ond}}$$

Avec, N_B est le nombre des batteries, η_{ond} le rendement de l'onduleur, $E_B(t-1)$ est l'énergie stockée dans les batteries à l'heure précédente et $C(t)$ est l'énergie demandée.

Afin de calculer la LPSP, la contrainte suivante est considérée lors du processus d'optimisation:

$$\text{LPSP} \leq \text{LPSP}_{\text{désirée}}$$

Où, $\text{LPSP}_{\text{désirée}}$ est le maximum autorisé de LPSP et il est spécifié par l'utilisateur.

4.2 Méthodologie

Deux méthodes méta heuristiques ont été utilisées dans la méthodologie de l'optimisation du dimensionnement du système hybride, sont des algorithmes stochastiques itératifs inspirés de la nature, qui ont pour objectif la détermination d'un optimum global.

4.2.1 La recherche coucou (Cuckoo Search_CS)

Cet algorithme est basé sur la stratégie agressive de reproduction de certaines espèces des oiseaux coucous en combinaison avec le processus aléatoire *Lévy flight* qui s'inspire du système de vol des mouches des fruits. Elle a été développée par Yang et Deb en 2009. Ils ont utilisé les trois règles suivantes afin d'appliquer et simplifier l'algorithme:

- Chaque coucou pond un œuf à la fois, et le dépose dans un nid choisi aléatoirement.
- Les meilleurs nids ayant la qualité des œufs la plus élevée seront gardés pour les générations suivantes.
- Le nombre de nids d'hôte disponibles est fixé, l'oiseau accueillant pourra découvrir l'œuf étranger avec une probabilité P_a . Par souci de simplicité, cette dernière hypothèse peut être approchée par une probabilité P_a de n nids qui vont être remplacés par des nouveaux nids (des solutions aléatoires dans des nouveaux emplacements aléatoires).

4.2.2 Optimisation par essaim de particules accélérer (Accelerated Particle Swarm Optimization_APSO)

L'optimisation par essaim de particules repose sur un ensemble d'individus originellement disposés de façon aléatoire et homogène, que nous appellerons dès lors des particules, qui se déplacent dans l'hyperespace de recherche et constituent, chacune, une solution potentielle.

Chaque particule dispose d'une mémoire concernant sa meilleure solution visitée, ainsi que la capacité de communiquer avec les particules constituant son entourage. A partir de ces informations, la particule va suivre une tendance faite, d'une part, de sa volonté à retourner vers sa solution optimale, et d'autre part, de son mimétisme par rapport aux solutions trouvées dans son voisinage.

A partir d'optimums locaux et empiriques, l'ensemble des particules va, normalement, converger vers la solution optimale globale du problème traité.

Une version simplifiée qui pourrait accélérer la convergence de l'algorithme consiste à utiliser uniquement les meilleures solutions. Cette version a été nommée 'Accelerated Particle Swarm Optimization APSO' a été développé par Xin-She Yang en 2008, ensuite perfectionnée dans des études récentes [15, 17].

5. RESULTATS ET DISCUSSIONS

5.1 Cas d'étude

Afin de mettre en évidence le meilleur choix de configuration optimale d'un système hybride (photovoltaïque/éolien/batteries), on a choisi un profil de charge bien adapté aux sites isolés en Algérie est illustrée dans la figure 2, il est considéré comme identique pour tous les jours de l'année.

Il s'agit d'alimenter en électricité renouvelable un groupement de 30 maisons, situées dans trois (03) régions différentes de l'Algérie: El-Kala, El-Bayadh et Adrar. Les coordonnées géographiques relatifs aux sites choisis sont résumés dans le **Tableau 1**.

Les conditions météorologiques pour les sites considérés se résument aux données horaires de l'éclairement global solaire sur une surface inclinée, la vitesse du vent ainsi que la température ambiante fournie par le logiciel Meteororm.

Ces données rentrent dans le calcul des puissances électriques produites conjointement par les générateurs photovoltaïques et éoliens. Ces données météorologiques sont présentées dans les figures 3, 4 et 5.

Les composants du système étudié comprennent le sous-système photovoltaïque, le sous-système éolien, une unité de conditionnement de puissance et un banc de batteries, dont les spécifications techniques et économiques sont détaillées respectivement dans les **Tableaux 2 et 3**.

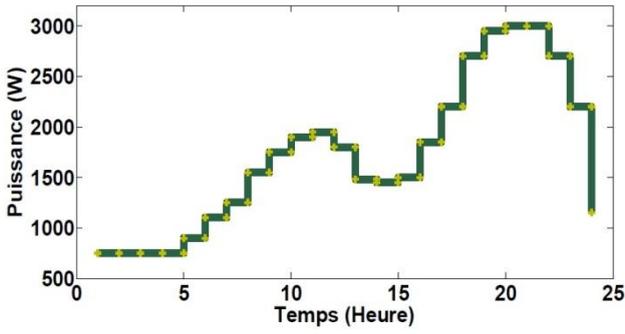


Fig. 2: Profil de charge journalier

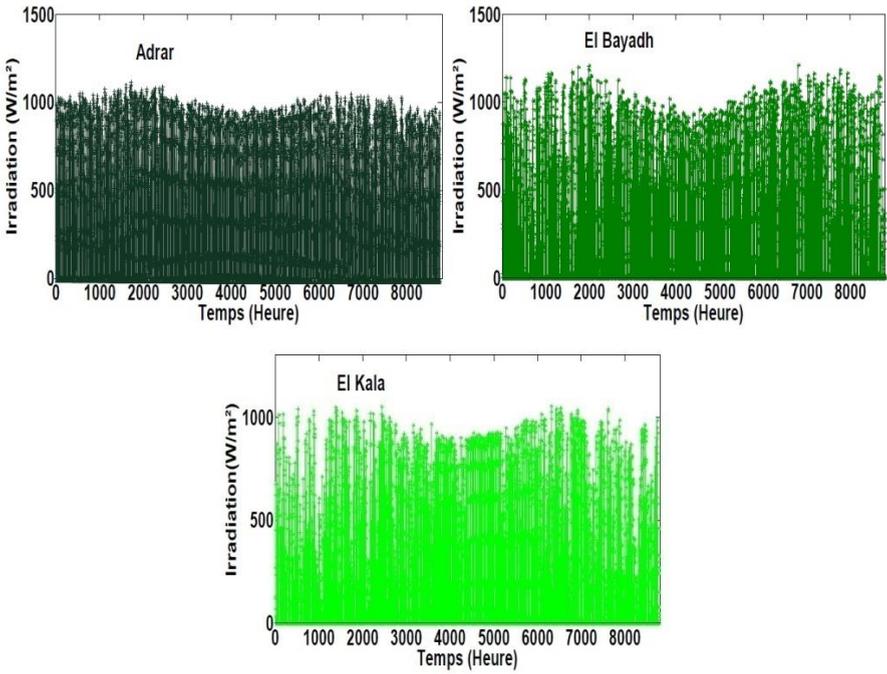
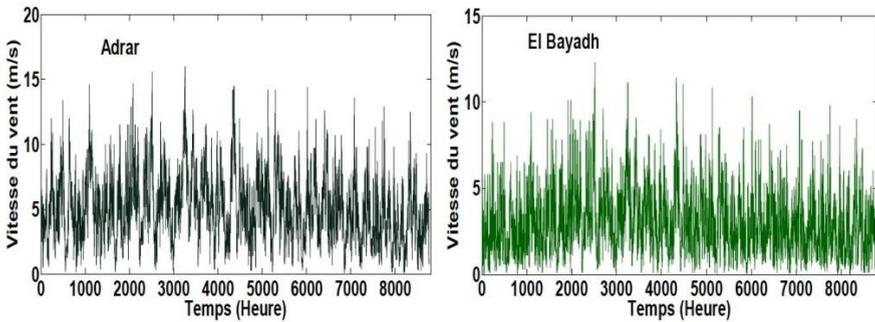


Fig. 3: Irradiation solaire globale sur le plan inclinée pour les trois sites d'étude



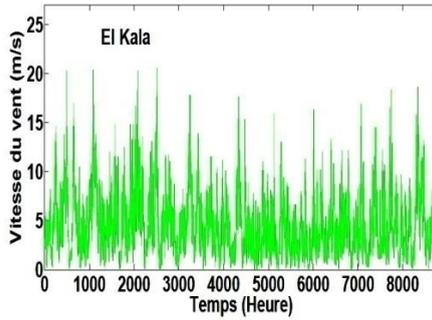


Fig. 4: Vitesse du vent pour les trois sites d'étude

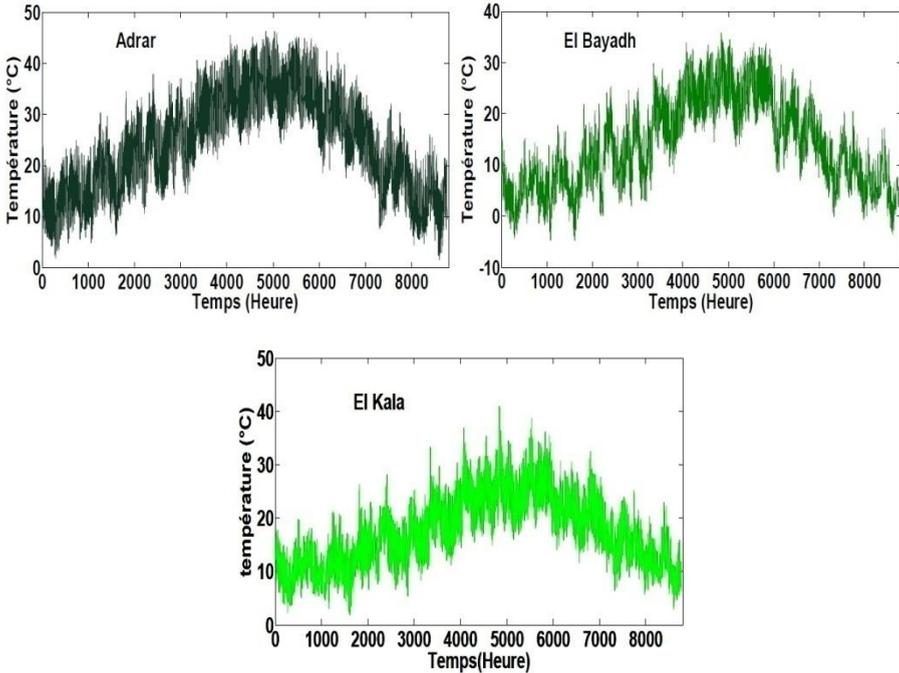


Fig. 5: Température ambiante pour les trois sites d'étude

Tableau 1: Coordonnées géographiques des trois sites d'étude

Site	Latitude	Longitude	Altitude
Adrar	36.896 °N	8.443 °E	21 m
El Bayadh	33.66 °N	1 °E	1328 m
El Kala	27.817 °N	-0.183 °E	279 m

Tableau 2: Caractéristiques des différents composants du système

Équipement	Caractéristiques	
Module PV	Type	SS270M-B
	Puissance maximale (P_{max})	270 W
	Durée de vie	25 ans
Aérogénérateur	Type	Istabreeze i2000

Batterie Li-Ion	Puissance nominale (P_N)	2000 W
	Durée de vie	20 ans
	Type	Evolution Saft
	Capacité nominale	74 Ah
	Profondeur de décharge max	50% (20°C) - 80% (40°C)
	Rendement de char./déchar.	95%
Batterie Plomb-Acide	Durée de vie	20 an. (20°C) / > 10 an. (40°C)
	Type	Fiamm FG 2M009
	Capacité nominale	200 Ah
	Profondeur de décharge max	50%
	Rendement de char./déchar.	85%
	Durée de vie	(04) années
Convertisseur	Type	Platinum TL-4800 TL
	Efficacité maximale	97 %
	Durée de vie	(12) années

Tableau 3: Hypothèses du coût des composants des systèmes

Equipement	Coût			Taux d'intérêt d (%)	Taux d'escalade (%)
	Coût unitaire (USD/W)	Coût maintenance dans la 1 ^{ère} année (%) du coût	Durée de vie (année)		
Module PV	2000	1 %	25		
Aérogénérateur	2000	1 %	20		
Bat (Li-ion)	2000	1 %	10-20	08	04
Bat (Pb-Ac)	2000	1 %	04		
Convertisseur	2000	1 %	12		

5.2 Comparaison entre les deux algorithmes (CS et APSO)

Le logiciel MATLAB est utilisé pour implémenter et exécuter les deux algorithmes méta heuristiques, APSO et CS. Pour comparer efficacement ces performances, on a choisi les paramètres de réglage suivants:

CS

- Taille de la population (n)=25,
- Pas (Pas)=0.25,
- Nombre maximum d'itérations=100
- Nombre maximum de runs=50

APSO

- Taille de la population (n)=25,
- Pas (Pas)=0.25,
- Nombre maximum d'itérations=100
- Nombre maximum de runs=50

Dans cette étude, les limites des variables d'optimisation minimale et maximale sont fixées respectivement à 0 et 200 pour le nombre de modules photovoltaïques, de 0 à 15 pour le nombre d'éoliennes et de 0 à 60 pour le nombre de batteries. La simulation est réalisée pour trois valeurs différentes de LPSP (0 %, 0.1 % et 1 %). Les résultats sont présentés dans les figures 6, 7.

La figure 6 illustre bien le processus de convergence des algorithmes en vue de trouver la solution optimale et ce, pour les trois sites choisis (Adrar, El Bayadh et El Kala) et pour une autonomie totale du système (LPSP = 0%).

Cette figure montre bien l'évolution des minima du LUEC en fonction du nombre d'itérations. On voit bien que durant l'évolution des itérations, le LUEC diminue considérablement. Cela signifie que la technique d'optimisation tend vers un minimum global correspondant au coût le plus faible de l'électricité produite par le système hybride.

Pour un tel système, il n'y a aucune information sur la taille optimale. Par conséquent, toute réduction de la fonction coût est significative car elle permet d'avoir plus de connaissances sur le dimensionnement optimal. Il est également démontré que CS converge vers la solution optimale plus rapidement que l'APSO.

La figure 7 présente l'évolution du LUEC obtenue via les deux algorithmes choisis et ce, après 50 runs et une LPSP de 0%. Cette figure présente également l'évolution des différents indices de performance obtenus par les deux algorithmes (CS et APSO) et ce, pour les sites d'Adrar, d'El-Bayadh et d'El-Kala.

-
- ◆ Pour CS, les meilleures valeurs des solutions optimales obtenues sont:
 - **Adrar:** LUEC= 0.9378 (\$/kWh) après 1runs,
 - **El-Bayadh:** LUEC=1.5219 (\$ /kWh) après 1runs,
 - **El-Kala:** LUEC=1.4747 (\$ /kWh) après 1runs.
 - ◆ La valeur moyenne et l'écart-type pour LUEC sont respectivement de :
 - **Adrar:**0.9378 (\$ / kWh) et de $5.607 \cdot 10^{-16}$,
 - **El-Bayadh:**1.5219 (\$ /kWh) et de $7.058 \cdot 10^{-4}$,
 - **El-Kala:**1.4717 (\$ /kWh) et de $6.01 \cdot 10^{-5}$.
-

Les mêmes indices de performance obtenus par l'algorithme APSO ont été présentés.

- ◆ Avec une meilleure solution de:
 - **Adrar:** LUEC= 0.9378 (\$/kWh) après 10runs,
 - **El-Bayadh:** LUEC=1.5889 (\$/kWh) après 49runs,
 - **El-Kala:** LUEC=1.5316 (\$/kWh) après 2runs.
 - ◆ La valeur moyenne et l'écart-type pour LUEC sont respectivement de:
 - **Adrar:**1.777 (\$/kWh) et de 0.3344,
 - **El-Bayadh:**1.972 (\$/kWh) et de 0.1872,
 - **El-Kala:**1.985 (\$/kWh) et de 0.254.
-

On remarque aussi que l'algorithme CS varie d'une manière plus régulière et converge plus rapidement en restant stables tout au long des itérations à la différence de l'algorithme APSO qui lui, varie d'une manière très désordonnée, montrant bien qu'il tend vers des valeurs très éloignées de la solution optimale même après plusieurs itérations. Cette non-régularité est un facteur pénalisant les performances de l'algorithme conduisant à des résultats médiocres.

Ces résultats confirment davantage la supériorité absolue de l'algorithme CS sur l'algorithme APSO que ça soit en matière de vitesse de convergence ou bien en matière de valeurs optimales atteintes.

5.3 Influence de la LPSP sur les dimensions du système

La relation entre le taux de non-satisfaction de la charge et le coût du système est présentée dans la figure 8. Elle illustre l'évolution du processus de convergence en fonction du nombre d'itérations relatives aux deux algorithmes choisis et ce, pour les LPSP suivantes : 0%, 0.1% et 1%.

Cette figure, montre bien que durant l'évolution des itérations, le LUEC diminue pour atteindre un minimum global correspondant à une taille optimale du système mais aussi au coût du kilowattheure le plus faible. On voit bien également que l'amélioration de la fiabilité (LPSP) permet d'augmenter le coût du système, c'est-à-dire plus le

niveau de fiabilité est élevé (LPSP plus faible), plus le coût du kilowattheure produit est élevé car la fiabilité coûte chère.

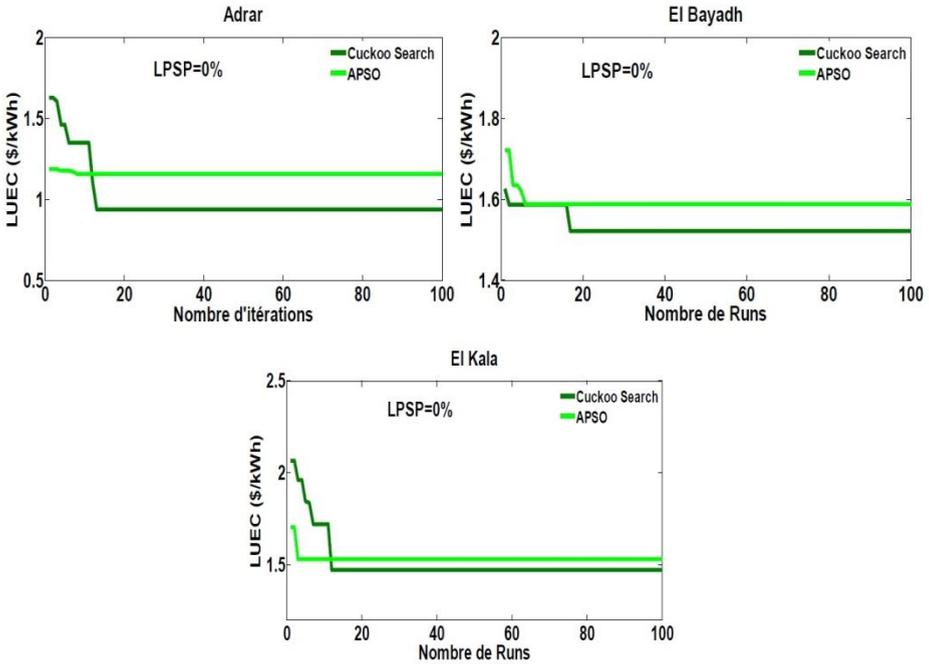
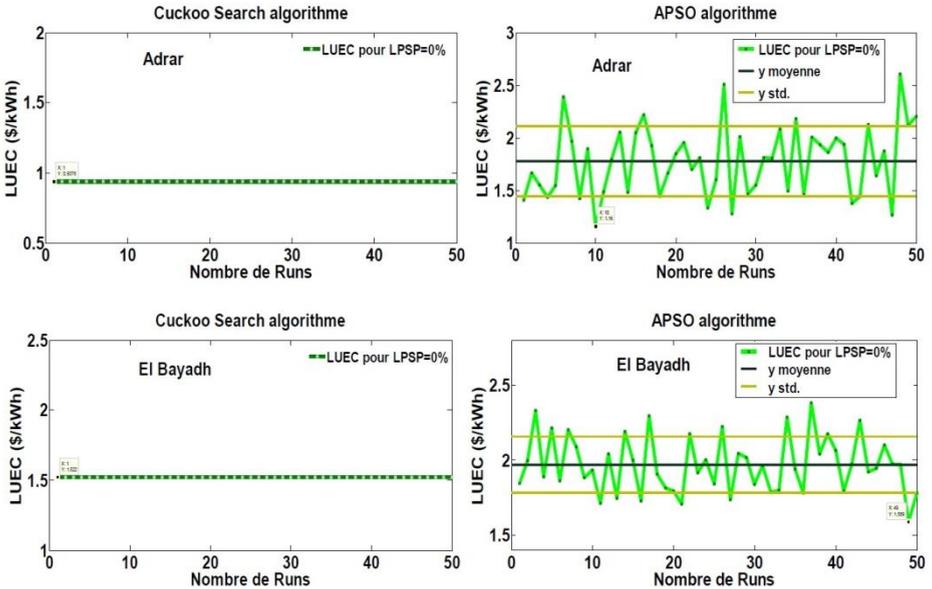


Fig. 6: Processus de convergence des algorithmes pour trouver la solution optimal: cas des trois sites choisis (Adrar, El Bayadh et El Kala) pour LPSP=0%.



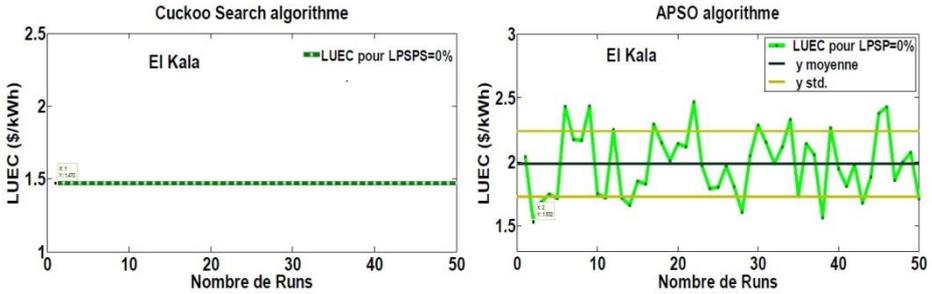


Fig.7: Evolution de LUEC obtenue via les deux algorithmes méta heuristiques pour différents runs (cas d'Adrar, El Bayadh et El Kala)

• Pour le CS

LPSP= 0%

- Adrar:
LUEC=0,9378 (\$/kWh),
- El-Bayadh:
LUEC=1,5219 (\$/kWh),
- El-Kala:
LUEC=1,4717 (\$/kWh).

LPSP =0,1%

- Adrar:
LUEC=0,8989 (\$/kWh),
- El-Bayadh:
LUEC= 1,3254 (\$/kWh),
- El-Kala:
LUEC= 1.3383 (\$/kWh).

LPSP=1%

- Adrar:
LUEC=0,8228 (\$/kWh),
- El-Bayadh:
LUEC=0,9442 (\$/kWh),
- El-Kala:
LUEC=0,9985 (\$/kWh).

• Pour l'APSO

LPSP=0%

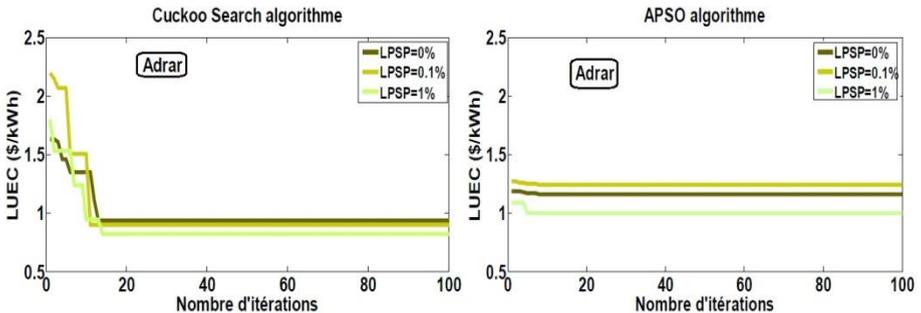
- Adrar:
LUEC= 1.1604 (\$/kWh),
- El-Bayadh:
LUEC=1,5889 (\$/kWh),
- El-Kala:
LUEC=1,5316 (\$/kWh).

LPSP=0,1%

- Adrar:
LUEC= 1,2416(\$/kWh),
- El-Bayadh:
LUEC= 1.4329 (\$/kWh),
- El-Kala:
LUEC= 1.4241 (\$/kWh).

LPSP=1%

- Adrar:
LUEC= 1,0059 (\$/kWh),
- El-Bayadh:
LUEC= 1.094 (\$/kWh),
- El-Kala:
LUEC= 1.1386 (\$/kWh).



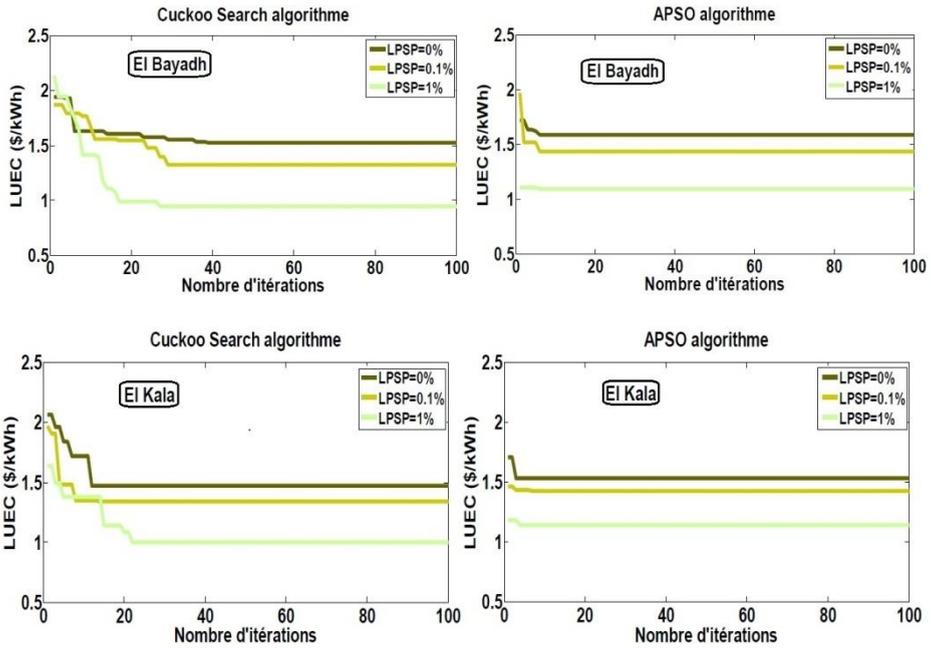
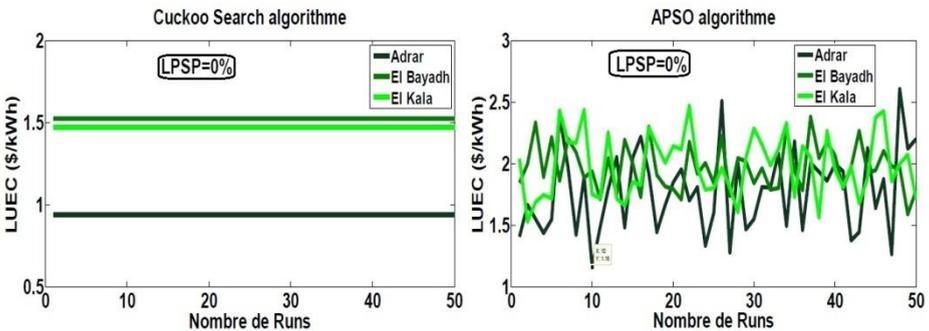


Fig. 8: Processus de convergence des algorithmes pour trouver la solution optimale: cas des trois sites choisis (Adrar, El Bayadh et El Kala) pour différents niveaux de fiabilité, c'est-à-dire différents LPSP

5.4 Comparaison entre les trois sites d'étude (Adrar, El Bayadh et Al Kala)

La figure ci-dessus présente l'évolution de LUEC obtenue via les deux algorithmes méta heuristiques pour différents LPSP et pour les trois sites (Adrar, El Bayadh et El Kala).

Comme on peut le voir, le site le plus éligible est sans doute le site d'Adrar, qui pour chaque LPSP choisie se retrouve avec le plus faible coût kilowattheure, cela est dû à la richesse du gisement éolien et solaire de ce site par rapport aux deux autres sites.



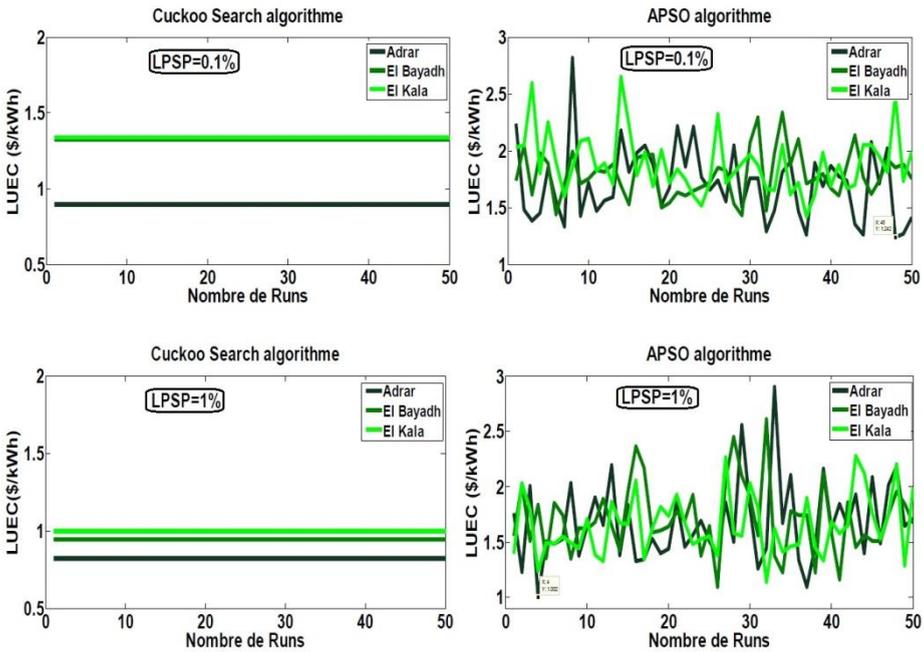
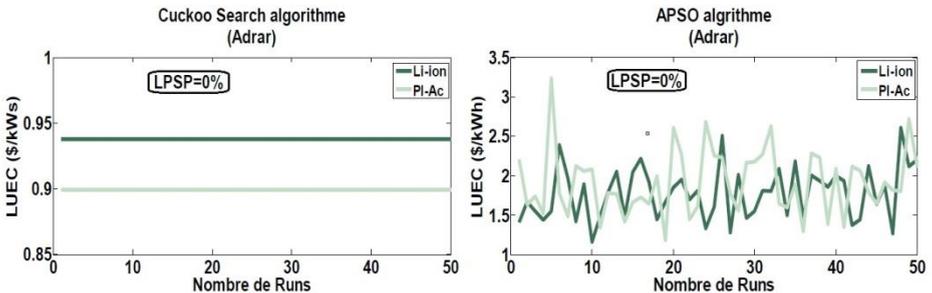


Fig. 9: Evolution de LUEC obtenue via les deux algorithmes méta heuristiques pour différents LPSP et pour les trois sites (Adrar, El Bayadh et El Kala)

5.5 Comparaison entre les deux types de stockage (Li-ion et Pb-Ac)

Le stockage d'énergie dans les installations autonomes a pour objectif de fournir à tout moment de l'énergie. Il permet de subvenir aux besoins énergétiques ou de couvrir les périodes de faible rendement. La figure 10 présente l'évolution du coût du kilowattheure obtenue via les deux algorithmes, après 50 runs et pour deux types de batteries (Lithium-ion et Plomb Acide) avec une LPSP=0%.

Comme on peut le voir, le système hybride avec batteries Plomb Acide a un coût inférieur à celui de la batterie Lithium-ion, cela étant dû au prix d'achat trop élevé qui est 5 fois plus cher que celui des Plomb-Acide. Néanmoins la très grande durée de vie (quatre (04) fois plus que celle des batteries Plomb-Acide) et l'absence quasi-totale de maintenance des batteries Lithium-Ion, mais aussi la dimension moins importante de celle-ci par rapport aux batteries au Pb-Ac, ajouté un poids dans la balance des faveurs pour le Lithium-Ion. En résumé, la technologie de stockage la plus mature et la moins chère actuellement est la technologie plomb-acide.



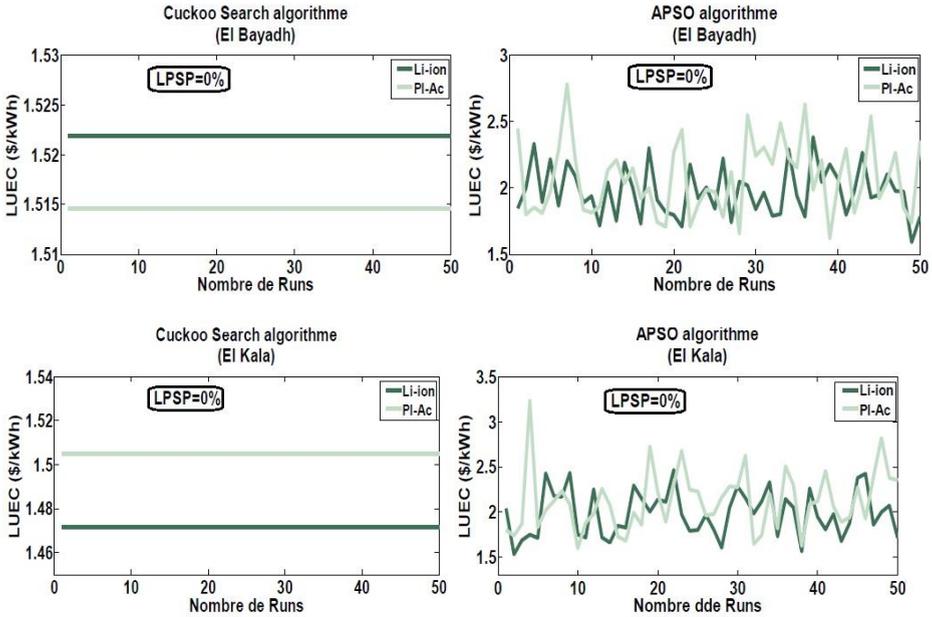


Fig. 10: Evolution de LUEC obtenue via les deux algorithmes méta heuristiques pour les deux types de batteries et pour les mêmes sites considérés (Adrar, El Bayadh et El Kala)

Le récapitulatif des résultats de la simulation pour le dimensionnement optimal obtenus par les deux algorithmes CS et APSO sont présentés dans les **Tableaux 4, 5 et 6**. Dans ces tableaux, les indices de valeur moyenne du coût (moyenne), d'écart-type (Std.), de la solution la moins performante ainsi que la meilleure solution obtenue pour chaque algorithme, pour chaque configuration et avec différents niveaux de fiabilité sont présentés.

Tableau 4: Comparaison des résultats obtenus par les deux algorithmes pour les deux types de stockage (Li-ion et Pb-Ac) et pour LPSP=0%.

LPSP=0.1%												
Site	Type de stockage	Algorithme	Moyenne	Std.	Meilleure solution			Mauvaise solution				
					N _{PV}	N _E	N _B	LUEC (\$/kWh)	N _{PV}	N _E	N _B	LUEC (\$/kWh)
Adrar	Li-ion	CS	0.8989	0	21	01	09	0.8989	-	-	-	-
		APSO	1.713	0.3184	20	03	12	1.2416	100	07	18	2.8182
	Pb-Ac	CS	0.8047	2.243 10 ⁻¹⁶	19	01	05	0.8047	-	-	-	-
		APSO	1.903	0.3966	26	02	06	1.0613	67	12	11	2.8382
El Bayadh	Li-ion	CS	1.3254	4.16 10 ⁻⁴	42	01	13	1.3254	-	-	-	-
		APSO	1.794	0.2048	44	02	13	1.4329	43	04	26	2.3380
	Pb-Ac	CS	1.3251	0	32	01	09	1.3251	-	-	-	-
		APSO	2.064	0.3636	63	03	06	1.5491	58	10	17	3.1375
El Kala	Li-ion	CS	1.3383	4.486 10 ⁻¹⁶	59	01	10	1.3383	-	-	-	-
		APSO	1.891	0.2601	59	02	10	1.4241	109	08	13	2.6538
	Pb-Ac	CS	1.3668	8.972 10 ⁻¹⁶	62	01	06	1.3668	-	-	-	-
		APSO	2.062	0.3263	50	03	07	1.5096	174	05	06	2.9269

Tableau 5: Comparaison des résultats obtenus par les deux algorithmes pour les deux types de stockage (Li-ion et Pb-Ac) et pour LPSP=0.1%.

LPSP=0.1%												
Site	Type de stockage	Algorithme	Moyenne	Std.	Meilleure solution				Mauvaise solution			
					N _{PV}	N _E	N _B	LUEC (S/kWh)	N _{PV}	N _E	N _B	LUEC (S/kWh)
Adrar	Li-ion	CS	0.8989	0	21	01	09	0.8989	-	-	-	-
		APSO	1.713	0.3184	20	03	12	1.2416	100	07	18	2.8182
	Pb-Ac	CS	0.8047	$2.243 \cdot 10^{-16}$	19	01	05	0.8047	-	-	-	-
		APSO	1.903	0.3966	26	02	06	1.0613	67	12	11	2.8382
El Bayadh	Li-ion	CS	1.3254	$4.16 \cdot 10^{-4}$	42	01	13	1.3254	-	-	-	-
		APSO	1.794	0.2048	44	02	13	1.4329	43	04	26	2.3380
	Pb-Ac	CS	1.3251	0	32	01	09	1.3251	-	-	-	-
		APSO	2.064	0.3636	63	03	06	1.5491	58	10	17	3.1375
El Kala	Li-ion	CS	1.3383	$4.486 \cdot 10^{-16}$	59	01	10	1.3383	-	-	-	-
		APSO	1.891	0.2601	59	02	10	1.4241	109	08	13	2.6538
	Pb-Ac	CS	1.3668	$8.972 \cdot 10^{-16}$	62	01	06	1.3668	-	-	-	-
		APSO	2.062	0.3263	50	03	07	1.5096	174	05	06	2.9269

Tableau 6: Comparaison des résultats obtenus par les deux algorithmes pour les deux types de stockage (Li-ion et Pb-Ac) et pour LPSP=1%.

LPSP=1%												
Site	Type de stockage	Algorithme	Moyenne	Std.	Meilleure solution				Mauvaise solution			
					N _{PV}	N _E	N _B	LUEC (S/kWh)	N _{PV}	N _E	N _B	LUEC (S/kWh)
Adrar	Li-ion	CS	0.8228	$6.729 \cdot 10^{-16}$	14	01	09	0.8228	-	-	-	-
		APSO	1.677	0.3609	17	02	10	1.0019	128	08	13	2.9047
	Pb-Ac	CS	0.7612	$2.243 \cdot 10^{-16}$	15	01	05	0.7612	-	-	-	-
		APSO	1.865	0.3939	15	03	06	1.0275	112	05	13	2.917
El Bayadh	Li-ion	CS	0.9442	$1.121 \cdot 10^{-16}$	28	01	09	0.9442	-	-	-	-
		APSO	1.716	0.3173	26	03	09	1.094	129	07	10	2.6135
	Pb-Ac	CS	0.9538	$3.364 \cdot 10^{-16}$	24	01	06	0.9538	-	-	-	-
		APSO	1.952	0.4306	26	02	06	1.0613	173	06	05	2.9070
El Kala	Li-ion	CS	0.9985	$6.729 \cdot 10^{-16}$	33	01	09	0.9985	-	-	-	-
		APSO	1.652	0.2723	38	02	09	1.1386	80	04	18	2.2820
	Pb-Ac	CS	1.0299	$1.121 \cdot 10^{-15}$	31	01	06	1.0299	-	-	-	-
		APSO	1.916	0.3587	24	02	09	1.3239	148	10	07	3.1679

6. CONCLUSION

Cet article évalue la performance des deux algorithmes méta heuristiques (APSO et CS) pour un dimensionnement optimal du système hybride (PV/Eolien/Bat) et ce, pour satisfaire la demande de charge avec le coût de kilowattheure le plus faible possible. Pour dimensionner de manière optimale notre système, on a choisi deux critères d'optimisation, à savoir: la fiabilité développée selon le concept de la probabilité de perte d'énergie (LPSP) et le coût du kilowattheure d'énergie (LUEC).

En somme, nous avons pu montrer que la technique d'optimisation la plus performante est le CS, le site le plus prometteur en matière de gisement renouvelable est celui de d'Adrar et pour la technologie de stockage la plus mature et la moins chère, actuellement est la technologie plomb-acide.

REFERENCES

- [1] R. Al Badwawi, M. Abusara and T. Mallick, 'A Review of Hybrid Solar PV and Wind Energy System', *Smart Science*, Vol. 3, N°3, pp. 127 - 138, 2015.
- [2] A. Maleki and F. Pourfayaz, 'Optimal Sizing of Autonomous Hybrid Photovoltaic/Wind/Battery Power System with LPSP Technology by Using Evolutionary Algorithms', *Solar Energy*, Vol. 115, pp. 471 - 483, 2015.
- [3] A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud et I. Youm, 'Etude et Modélisation d'un Générateur Photovoltaïque', *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 11, N°3, pp. 473 - 483, 2008.
- [4] A. Bouharchouche, A. Bouabdallah, E.M. Berkouk, S. Diaf et H. Belmili, 'Conception et Réalisation d'un Logiciel de Dimensionnement d'un Système d'énergie Hybride Eolien-Photovoltaïque', *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 17, N°3, pp. 359 – 376, 2014.
- [5] E.M.A. Mokheimer, A. Al-Sharafi, M.A. Habib and I. Alzaharnah, 'A New Study for Hybrid PV/Wind off-Grid Power Generation Systems with the Comparison of Results from Homer', *International Journal of Green Energy* Vol. 12, N°5, pp. 526–542, 2015.
- [6] B. Bhandari, K.T. Lee, G.Y. Lee, Y.M. Cho, and S.H. Ahn, 'Optimization of Hybrid Renewable Energy Power Systems: A Review', *International Journal of Precision Engineering and Manufacturing*, *Green Technology*, Vol. 2, N°1, pp. 99 - 112, 2015.
- [7] A. Kaabeche, M. Belhamel, R. Ibtouen, S. Moussa et M.R. Benhaddadi, 'Optimisation d'un Système Hybride (Eolien – Photovoltaïque) Totalement Autonome', *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 9, N°3, pp. 199 – 209, 2006).
- [8] R. Pallabazzer, 'Evaluation of Wind Energy Potentiality', *Solar Energy*, Vol. 5, N°1, pp. 49 - 59, 1995.
- [9] C.W. Ajan, S.S. Ahmed, H.B. Ahmad, F. Taha, A. Asuhaimi and 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.
- [10] A. Maleki and F. Pourfayaz, 'Sizing of Stand-Alone Photovoltaic/Wind/Diesel System with Battery and Fuel Cell Storage Devices by Harmony Search Algorithm', *Journal of Energy Storage*, Vol. 2, pp. 30 - 42, 2015.
- [11] J.R. Brown and R.R. Yanuck, 'Introduction to Life Cycle Costing', Fairmont Press, Englewood Cliffs, NJ, 1985.
- [12] D.J. Dalton, D.A. Lockington and T.E. Baldock, 'Feasibility Analysis of Stand-Alone Renewable Energy Supply Options for a Large Hotel', *Renewable Energy*, Vol. 33, N°7, pp. 1475 – 1490, 2008.
- [13] 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.
- [14] Saeedeh Ahmadi and Shirzad Abdi, 'Application of the Hybrid Big Bang–Big Crunch Algorithm for Optimal Sizing of a Stand-Alone Hybrid PV/Wind/Battery System', *Solar Energy*, Vol. 134, pp. 366 - 374, 2016.
- [15] Xin-She Yang, 'Nature-Inspired Optimization Algorithms', School of Science and Technology Middlesex, University London, London. First Edition, 2014.
- [16] Sarangthem Sanajaoba and Eugene Fernandez, 'Maiden Application of Cuckoo Search Algorithm for Optimal Sizing of a Remote Hybrid Renewable Energy System', *Renewable Energy*, Vol. 96, pp. 1 - 10, 2016.
- [17] G. Calas, 'Optimisation par Essaim Particulaire', Spécialisation Sciences Cognitives et Informatique Avancée, Epita, 2009.