



Transition Energétique - Remplacement d'une Microcentrale Diesel par un Système Renouvelable Hybride : Etude de cas.

Aissa Dahmani ^{a,b*}, Rachid Abdessemed ^b

^a SONELGAZ-Production d'Electricité, Unité de production TG Hassi Messaoud, Algérie.

^b Laboratoire d'Electrotechnique Batna, Algérie.

ARTICLE INFO

Article history:

Received March 9, 2023

Accepted August 28, 2023

Keywords:

Photovoltaic generator,

Wind turbine,

Optimization,

Cost per kWh,

Genetic algorithm

ABSTRACT

This paper aims to study the replacement of a Diesel Generator based plant by a hybrid renewable system. To overcome both source and load fluctuations, a battery-based storage system is used. The renewable energy resources available in southern Algeria is considerable. Actually, this region has one of the largest wind capacity in the country with wind speeds up to 4 to 6 m/sec, the wind energy density is 280-Watt/m²/ day. Meanwhile, the solar potential is characterized by an average duration of sunshine above 11 hours/day and the energy they can provide for a large-scale industry can change the development of the region and of the whole country.

Genetic algorithms under optintool is used to size hybrid systems. The resulting levelized cost of electricity (LPSP) of \$0.262/kWh, is competitive and economical if a large-scale electricity production is undertaken. The loss of power supply probability or customer dissatisfaction rate (LPSP) of 1.2545 %, which is within standard limits.

1. INTRODUCTION

L'approvisionnement en énergie électrique dans les régions isolées du grand sud algérien relève de la responsabilité de Shariket Kahraba wa Takat Moutajadida (SKTM), filiale de la SONELGAZ. Cette filiale est chargée entre autres de la gestion des microcentrales diesel localisées dans le grand sud. Mais l'essence même de la création de cette filiale en 2013 était de diversifier et d'élargir le parc de production de SONELGAZ à des installations en énergies renouvelables (EnRs).

* Corresponding author, Aissa Dahmani, aissa.dahman@gmail.com

Tel, : +213 665 855 098

ISSN: 1112-2242 / EISSN: 2716-8247



This work is licensed under a Creative Commons Attribution-ShareAlike 4.0 International License. Based on a work at <http://revue.cder.dz>.

Ainsi, afin de répondre aux besoins des habitants des villages très dispersés, un grand nombre de microcentrales fut installé près des centres de consommation. La politique adoptée à l'époque consistait au recours à des groupes diesel vu que le prix de revient du kilowattheure revenait moins cher que l'extension du réseau du transport d'électricité.

Cependant, La croissance démographique a engendré un accroissement conséquent de la demande. Les lignes de transport et de distribution se sont saturées. L'extension et la multiplication du nombre des microcentrales ont engendré des coûts élevés des opérations de maintenance et d'exploitation (O&M). Les dépenses sont devenues insoutenables voire inadmissibles. La centralisation, à l'époque, des opérations de maintenance lourdes, dans les ateliers de maintenance de SONELGAZ sis à M'SILA n'a fait qu'accroître les dépenses. Un autre inconvénient est l'approvisionnement en combustible. Cette opération se faisait par camions citernes dont le prix de location s'ajoute au prix d'achat du combustible. Toutes ces charges ont impacté le prix de revient du kilowattheure produit. Afin de réduire ces dépenses, il est envisagé d'aller vers l'hybridation renouvelable-diesel. Les sources renouvelables convertissent un carburant gratuit. La complémentarité entre l'énergie solaire abondante le jour et l'énergie du vent très fréquente le matin et le soir [2], peut réduire les coûts et augmenter la fiabilité de l'ensemble. L'augmentation du taux de pénétration des sources renouvelables aura pour conséquence la réduction de la consommation du combustible. Cette solution prouve toute son efficacité surtout durant la pointe d'après-midi en été.

L'hybridation permet d'améliorer la fiabilité et la rentabilité des sources de production. Cette technique consiste en l'association des EnRs à des microcentrales classiques. Les avantages de l'intégration des sources renouvelables sont entre autres :

- a. La réduction de consommation du combustible ;
- b. La réduction des heures de fonctionnement du générateur diesel, d'où une baisse des dépenses sur les actions de maintenance et d'achat des lubrifiants qui sont onéreuses ;
- c. La réduction des rejets atmosphériques.

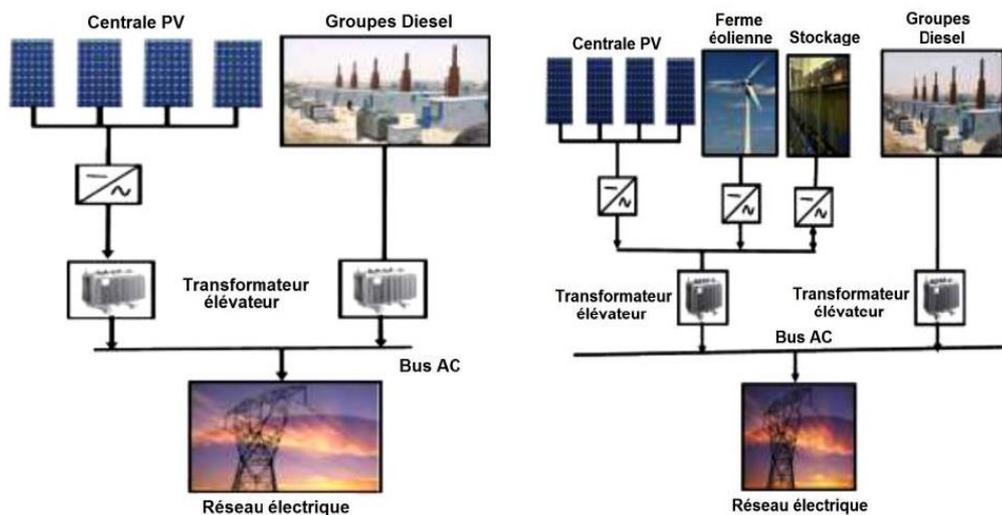


Fig. 2 Architecture d'hybridation diesel-PV et diesel-PV-Eolien avec stockage [1].

Néanmoins, l'augmentation du taux de pénétrations des sources renouvelable, i.e. la puissance générée par les EnRs par rapport à la puissance appelée par la charge, nécessite [3] :

- a. Un développement des stratégies de commande et de supervision pour le réglage de la fréquence et de la tension. Une technique très répandue est la modulation de largeur d'impulsion

(MLI par abréviation). Elle permet de contrôler la tension en ajustant l'indice de modulation. Le contrôle de la fréquence se fait par la variation de l'angle d'amorçage des interrupteurs statiques (IGBT) ;

- b. Un développement des techniques de stockage à court et long terme pour faire face aux variations rapides de la charge et à l'intermittence des sources renouvelables.

Force est de constater que l'augmentation du taux de pénétration des EnRs réduira inéluctablement l'utilisation des générateurs conventionnels. Or, en optant pour cette stratégie, on réduit l'inertie globale du système. Ceci peut conduire à l'instabilité du système production- transport d'électricité (SPTÉ). Des retours d'expérience indiquent que lorsque le taux d'intégration est de l'ordre de 20 à 30%, des problèmes de stabilité peuvent apparaître [4]. Les gestionnaires des réseaux électriques sont alors contraints de trouver un compromis entre un taux de pénétration des EnRs, qui risque de mettre la stabilité dynamique des réseaux électriques en périls, et une sollicitation des centrales conventionnelles (turbines à gaz, turbines à vapeur...) rapides mais polluantes de nature.

Bien que, pour les réseaux isolés l'hybridation soit encore prometteuse et que les charges financières dues au combustible et aux O&M favorisent cette option, il serait plus intéressant de se passer du diesel et de le remplacer par les EnRs. Dans ce cas, le stockage est inévitable car il offre une gestion plus efficace et assure un équilibre entre la production et la consommation [5]. C'est la solution qui est considérée dans cet article.

La présente étude est appliquée à une microcentrale localisée à M'guiden, dans la région d'Adrar, dont les coordonnées géographiques sont : longitude 1.55, latitude 29.52, et altitude 298 m.

2. PRESENTATION DE LA MIRO-CENTRALE

La microcentrale étudiée est composée de sept groupes diesel. La puissance totale installée est de 654 kW répartie sur 4 groupes de 102 kW et 3 groupes de 82 kW. La capacité de ce parc reste largement suffisante pour couvrir la pointe d'appel de charge maximale qui est de 434 kW. La courbe de charge sur la figure 1 montre un écart remarquable entre la production durant la pointe estivale et le creux hivernale. Le maximum d'appel enregistré durant le creux en mois de novembre est 157 kW, alors que le maximum d'appel de pointe en Juillet est 434kW. C'est presque le triple. En effet, c'est au mois de Juillet que les températures atteignent leur maximum. L'impact de la hausse de l'appel, due essentiellement au recours à la climatisation est bien senti pendant cette période.

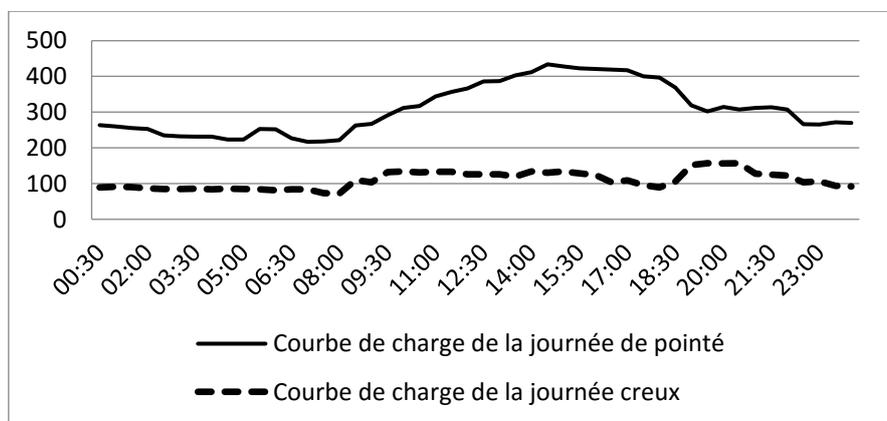


Fig.1 Courbe de charge de M'Guiden (2013).

L'appel commence à décroître à partir 18 heure, lorsque les températures deviennent plus clémentes. Aussi, le maximum des vitesses du vent est relevé à 9 heures du matin et 18 heures l'après-midi [2]. De

plus, dans le grand sud, les gens restent rarement chez eux le soir, ils préfèrent passer la majorité des nuits sous la voûte céleste.

Une simulation de cette microcentrale sous le logiciel HOMER montre que la consommation de combustible est 393791 litres/an. Ces résultats sont obtenus pour des groupes neufs, dont les performances sont encore élevées. Les résultats obtenus avec HOMER montrent également que la production totale est 1421.656 MWh/an, ce qui équivaut à une moyenne journalière de 3.894 MWh/jour. L'exploitation optimale nécessite la sollicitation de trois (03) groupes de 100 kW et deux (02) de groupes de 82 kW. A titre de comparaison, dans une étude présentée par Idda et al. (2015), la consommation de combustible pour la même microcentrale, était égale à 411 679 litres/an. Dans cette étude, le parc consistait en une hybridation PV-Diesel avec un taux de pénétration de 31% et dont le nombre de générateurs exploités était de quatre (04) groupes. La puissance générée par la source renouvelable, soit 31%, était à la limite de sauvegarde de la stabilité dynamique du réseau [4, 19]. Ces chiffres justifient à eux seuls l'intérêt que suscite le recours aux énergies renouvelables.

Le prix du kilowattheure n'est pas pris en considération du fait que les données concernant le montant d'acquisition et de mise en service ne sont pas connues.

Bien que ces microcentrales soient situées loin des groupements urbains, les émissions de polluants dans l'atmosphère demeurent une menace sérieuse pour la santé humaine et pour l'environnement. Les rejets atmosphériques, dont les valeurs sont résumées dans le tableau 1, restent toujours inquiétants. Des mesures, pouvant être coûteuses doivent être prises pour réduire autant que possibles ces émissions. Aussi, l'introduction de la taxe sur le carbone sera plus pesante.

Tableau 1. Les rejets atmosphériques.

Polluants	Emissions (tn/an)
Dioxyde de carbone (CO ₂)	1036.981
Monoxyde de carbone (CO)	2.560
Dioxyde de soufre (SO ₂)	2.083
Oxyde d'azote (NO)	2.840

3. MODELISATION DES ELEMENTS DU SYSTEME

La centrale proposée consiste en la substitution des groupes diesel par un système composée d'une éolienne, d'un générateur photovoltaïque, d'un onduleur et de batterie de stockage.

3.1 Modélisation des éoliennes

Un générateur éolien est une machine qui assure la conversion de l'énergie cinétique de l'air en mouvement, le vent en énergie électrique. La puissance de puissance des éoliennes est caractérisée par trois régions :

1. Une 1^{ière} région où la production est nulle ($v < v_{dém}$),
2. Une 2^{ème} région où la puissance est proportionnelle au cube de la vitesse $v_{dém} \leq v \leq v_{nom}$
3. Une 3^{ème} région où la puissance est constante et égale à la puissance nominale de l'éolienne $v_{nom} \leq v \leq v_{déc}$.
4. Une dernière région où la puissance est nulle.

Exprimée par le modèle cubique, la courbe de puissance est donnée par ;

$$P_{wt}(v) = P_{Nwt} \begin{cases} 0 & v < v_{démarrage} \\ \frac{v^3 - v_{démarrage}^3}{v_{nominale}^3 - v_{démarrage}^3} & v_{démarrage} \leq v \leq v_{nominale} \\ 1 & v_{nominale} \leq v \leq v_{décrochage} \\ 0 & v > v_{décrochage} \end{cases} \quad (1)$$

3.2 Modélisation du générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque (GPV) transforme l'énergie lumineuse absorbée en énergie électrique. La puissance exprimée en fonction de la température et l'éclairement est donnée par [7,8]:

$$P_{PV} = f_{pv} \times P_{pvn} \frac{G_t}{G_{ref}} \times \left[1 + K_t ((T_{amb} + (0.0256 \times G)) - T_{ref}) \right] \quad (2)$$

Où, P_{PV} en (kW) est la puissance nominale du générateur PV, P_{pvn} , G_{ref} et T_{ref} respectivement la puissance nominale, l'éclairement et la température dans les conditions de référence (1000W/m² et 25°C respectivement), l'éclairement G_t en (W/m²), K_t le coefficient de puissance en fonction de la température exprimé en ($1/^\circ C$), la température ambiante T_{amb} et le coefficient f_{pv} qui tient compte de l'effet d'ombre et de l'ensemble de pertes électriques.

3.3 Modélisation du système de stockage

Le système de stockage, pour les régions isolées, est indispensable. Il permet d'une part de faire face aux fluctuations rapides et lentes de la charge et des générateurs renouvelables. L'état de charge SOC (State Of Charge) est déterminé à chaque instant. Il est exprimé par [8, 9,10] :

- 1^{ier} cas : Mode charge (la production est supérieure à la demande)

$$SOC(t) = SOC(t-1) \times (1 - \delta) + (E_{gen}(t) - E_{dem}(t) / \eta_{ond}) \times \eta_{CB} \quad (3)$$

- 2^{ième} cas : Mode de décharge (La production est inférieure à la demande)

$$SOC(t) = SOC(t-1) \times (1 - \delta) - (E_{gen}(t) - E_{dem}(t) / \eta_{ond}) \times \eta_{DB} \quad (4)$$

Où, $SOC(t)$ et $SOC(t-1)$ sont les états de charge aux instants (t) et $(t-1)$, δ le taux d'autodécharge des batteries, η_{ond} le rendement du l'onduleur, η_{CB} et η_{CD} les rendements en mode de charge et de décharge respectivement, et $E_{gen}(t)$ et $E_{dem}(t)$ respectivement, les puissances produite et demandé à l'instant (t) :

$$E_{gen}(t) = P_{pv}(t) + P_{eol}(t) \quad (5)$$

Les batteries sont exposées à des cycles de charge et de décharge fréquents. La décharge tolérée est exprimée par le terme DOD (Depth Of Descharge, exprimé en pourcent), plus sa valeur est élevée plus les cycles augmente et par conséquent la durée de vie des batteries sera diminuée. L'état de charge est toujours soumis aux contraintes suivantes :

$$SOC_{\min} \leq SOC(t) \leq SOC_{\max} \quad (6)$$

Où SOC_{\min} et SOC_{\max} sont les états de charge minimale et maximale. L'état de charge minimale est donné par :

$$SOC_{\min} = (1 - DOD) \times SOC_{\max} \quad (7)$$

3.4 Stratégie de gestion de l'énergie

Les données climatiques sont exploitées pour le calcul de l'énergie disponible $E_{gen}(t)$ qui est comparée à la demande $E_{dem}(t)/\eta_{ond}$ à chaque instant. La stratégie adoptée est représentée par l'organigramme ci-dessous :

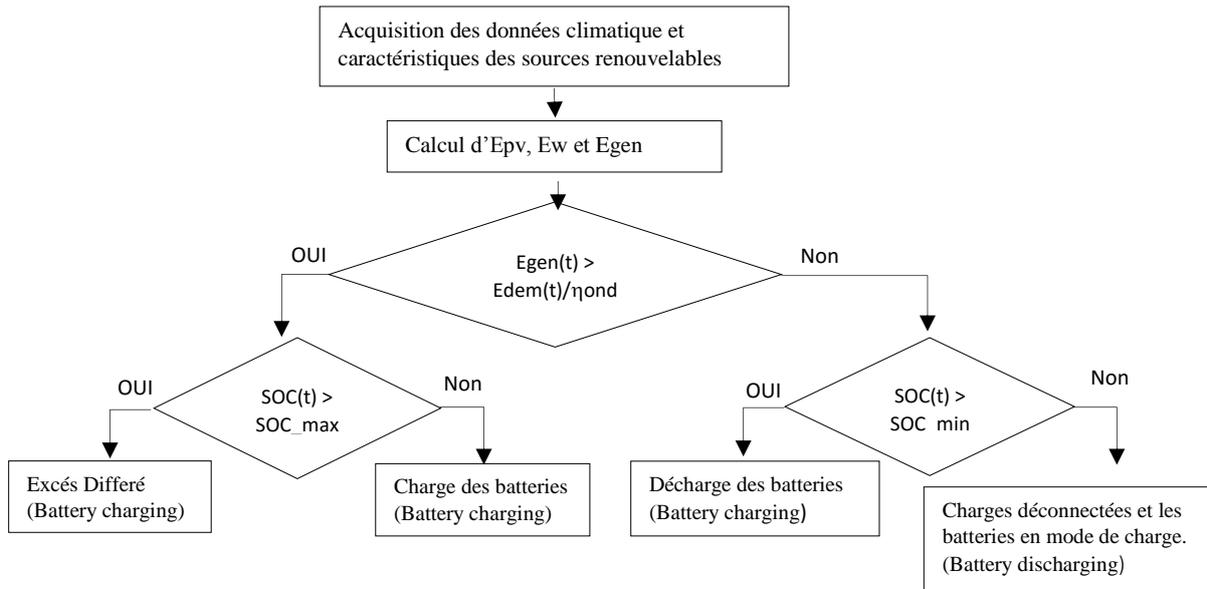


Fig. 2 Stratégie de gestion de l'énergie

Si $E_{gen}(t) > E_{dem}/\eta_{ond}$ et $SOC(t) < SOC_{\max}$ l'excès d'énergie est utilisé pour la charge des batteries.

Si $E_{gen}(t) > E_{dem}/\eta_{ond}$ et $SOC(t) \geq SOC_{\max}$ l'excès est différé à une autre charge.

Si $E_{gen}(t) = E_{dem}/\eta_{ond}$ l'état de charge reste inchangé.

Si $E_{gen}(t) < E_{dem}/\eta_{ond}$ et $SOC(t) > SOC_{\min}$ le déficit a épuisé les batteries.

Si $E_{gen}(t) < E_{dem}/\eta_{ond}$ et $SOC(t) \leq SOC_{min}$ la charge est déconnectée et les batteries seront en mode de charge.

4. OPTIMISATION DU SYSTEME EOLIEN-PV ET BATTERIES

L'optimisation est une technique mathématique qui permet de déterminer la meilleure solution d'un problème donné, dans notre cas : la combinaison des générateurs éoliens et PV avec les moindres coûts et répondant à des critères bien déterminés. Le problème revient à minimiser le coût économique d'une part, tout en réduisant, d'autre part, le taux d'insatisfaction des besoins électriques du consommateur [9,11].

4.1 Minimisation des coûts

La fonction objective à minimiser, dans le cas étudié, est donnée par :

$$\min(\text{Coût}) = \min\{C_{Acap} + C_{O\&M} + C_{A_remp} - C_{salvage}\} \quad (8)$$

Dans d'autres systèmes de production, les coûts des carburants consommés et des taxes sur les rejets polluants doivent être pris en considération.

4.1.1 Les coûts d'acquisition et d'installation des équipements

$$C_{Acap}(\$) = (P_{Npv} \times C_{PV} + P_{Nwt} \times C_{wt} + E_{Bmax} \times C_B + P_{Nond} \times C_{Cnv}) \quad (9)$$

Où : C_{PV} , C_{wt} , C_B et C_{Cnv} sont les coûts unitaires des générateurs PV et éoliens, des batteries et de l'onduleur. P_{Npv} , P_{Nwt} , P_{Cnv} et E_{Bmax} sont respectivement les puissances nominales des générateurs PV, des éoliennes, de l'onduleur et la capacité maximale de stockage des batteries. Les batteries et l'onduleur seront remplacés à deux reprises durant la durée de vie du projet.

Aussi, les coûts des aménagements et d'installation des générateurs PV et éoliens seront pris égaux à 40% et 20 % des coûts initiaux de chacun de ces deux éléments respectivement. Ainsi, l'équation (9) devient :

$$C_{Acap} = (1.4 \times P_{Npv} \times C_{PV} + 1.2 \times P_{Nwt} \times C_{wt} + E_{Bmax} \times C_B + P_{Nond} \times C_{Cnv}) \quad (10)$$

4.1.2 Les coûts de fonctionnement et de maintenance (O&M) :

Ces coûts englobent les charges de maintenance programmées et fortuites, les salaires, les assurances et toutes autres charges. Les coûts de maintenance seront dépensés au courant de la durée utile du projet. Il serait utile de rapporter ces coûts à dépenser ultérieurement à leur valeur actuelle. Les taux d'intérêt et de remise sont les facteurs primordiaux qui déterminent la dépréciation monétaire au cours du temps. La valeur actualisée d'un bien à acquérir dans un temps T est donnée par [16] :

$$C_{Actuelle} = (P_r) \times I_{CC0} \quad (11)$$

Où

$$P_r = \left(\frac{1+i}{1+d} \right)^T$$

i , d et I_{CC0} sont respectivement les taux d'intérêt, de remise et le coût d'investissement initial. Parfois, il est nécessaire d'actualiser les dépenses récurrentes comme suit :

$$P_A = \left(\frac{1-\chi^T}{1-\chi} \right) \quad \text{avec} \quad \chi = \left(\frac{1+i}{1+d} \right)$$

Les opérations de maintenance ne commencent, généralement qu'à l'issue de la première année et continuent annuellement jusqu'à la fin de la durée de vie du projet. La valeur du facteur d'actualisation devient :

$$P_{A1} = \chi \times P_A$$

4.1.3 Le coût de remplacement des équipements :

Les coûts de remplacement des GPV et des éoliennes sont nuls. Effectivement, les durées de vie des sources sont prises égales à celle du projet. Le coût de remplacement des batteries et des onduleurs est donné par [14] :

$$C_{A_repl} = \left(E_{B_max} \times C_B \times \sum_{k=10}^T \frac{1}{(1+i)^k} + P_{Nond} \times C_{Cnv} \times \sum_{k=12}^t \frac{1}{(1+i)^k} \right) \quad (12)$$

4.1.4 Les coûts de vente des composants du système entier après la fin de sa durée de vie

Seuls les prix de vente des batteries et de l'onduleur sont considérés. Les prix de vente des autres éléments seront dépensés sur les travaux de dé-commissioning et des charges y afférents.

$$C_{salvage} = \sum_{j=1}^{Nrep+1} \left(SV \times \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^{Tj/(Nrep+1)} \right) \quad (13)$$

SV est exprimé en pourcentage de l'investissement initial pour chaque composant. Ainsi, le SV est égal à 4,8 ; 7,5 ; 20,1% et 6.5% pour les générateurs PV, éolien, batteries de stockage et le convertisseur respectivement. [17, 18, 12,13].

Le tableau (2) représente les données utilisées dans cette étude.

Tableau 2 : Données utilisées dans l'étude [18].

Eléments	Coûts spécifiques (\$/kW)	O & M (\$/kW)	Durée de vie (années)	Nombre de remplacements
Eolienne	800	35	20	0
PV	1140	14	20	0
Onduleurs	700	10 (unité)	10	1
Batteries (kWh)	100	15	10	1

4.2 Satisfaction des besoins du client

Le critère le plus utilisé est la probabilité de perte d'alimentation traduit de l'anglais par : ' Loss of Power Supply Probability LPSP'. Il traduit le nombre d'heures annuel où le client n'est plus alimenté. Il est exprimé par la fraction de demande non-satisfaite par le système de production et de stockage. Selon les normes un taux de 2% est acceptable [17]. La formulation mathématique s'écrit sous la forme suivante :

$$LPSP(\%) = \frac{\sum_{t=1}^T E_{dem}(t) - (P_{gen}(t) - (Eb(t) - E_{Bmin}))}{\sum_{t=1}^T P_{dem}(t)} \quad (14)$$

5. RESULTATS ET DISCUSSIONS

L'étude présentée consiste en la substitution des groupes diesel, de la centrale décrite ci-dessus, par des générateurs PV et éoliens. Ce choix est justifié par la complémentarité entre ces deux ressources. Aussi, pour pallier aux natures aléatoires des énergies solaires et éoliennes) des batteries de stockage sont utilisées. Le stockage doit assurer une autonomie de trois jours d'alimentation en continu de la charge moyenne. Ce choix est édicté par les directives relatives aux combustibles de secours pour les centrales électriques à base de turbines à gaz. L'onduleur assurant la conversion de la forme de l'énergie est dimensionné pour assurer $1.1 P_{max}$ [6].

Le dimensionnement considéré est seulement celui des générateurs PV et éoliens. Aussi, étant donné que les paramètres des éoliennes tels que les vitesses de démarrage, nominale, et de décrochage dépendent largement du régime du vent du site, la sélection des éoliennes est prépondérante [15]. Il est démontré que le prix du revient d'électricité d'origine éolienne, pour les pays où la vitesse du vent est élevée, est meilleur du 1/3. (0.033 \$/kWh à 0.048 \$/kWh selon le rapport du IRNA 2021. [16].

Le facteur de capacité est un élément déterminant dans la sélection des éoliennes. Dans le tableau (3) une comparaison est faite entre 4 éoliennes de même puissance et ayant une hauteur identique. On constate que l'éolienne T1 a la meilleure vitesse de démarrage, aussi sa vitesse nominale lui permet de fonctionner à puissance nominale plus longtemps que les autres turbines. Ceci est la raison pour laquelle son facteur de capacité est le meilleur.

Les données métrologiques et la courbes de charge annuelles sont représentées par les courbes de la (Fig. 3). Il est frappant de constater que la puissance appelée va de pair avec l'élévation de la température ambiante.

Les algorithmes génétiques (GA) du progiciel 'optimtool' sous MATLAB sont utilisés pour déterminer le couple (PV, éolienne) optimal. L'approche par les (GA) est une méthode méta heuristique inspirée du processus d'évolution des êtres vivants. Elle repose sur le principe de sélection, mutation, croisement, etc...

Les résultats obtenus montrent que le couple idéal consiste en l'association de six (06) générateurs PV de 100 kW chacun avec une (01) éolienne de puissance nominale de 250 kW. La puissance installée est de 850 kW, soit une capacité supérieure de presque 30% à celle déjà installée. La modularité offerte par le système hybride permet, en plus d'un facteur LPSP de 1.2545 %, d'appliquer un programme de maintenance très soulagé. Cette configuration donne un prix du kWh de : 0.262 \$ /kWh, un coût très acceptable par rapport à ceux cités dans la littérature.

Tableau 3 Caractéristiques des éoliennes sélectionnées.

Turbine	Vdém (m/sec)	Vnom (m/sec)	Vdéc (m/sec)	HH(m)	CF (%)
T1	2,5	11,5	24	50	51,46
T2	3	13	24	50	41,94
T3	3,5	13,5	25	50	38,6
T4	3	15	25	50	31,89

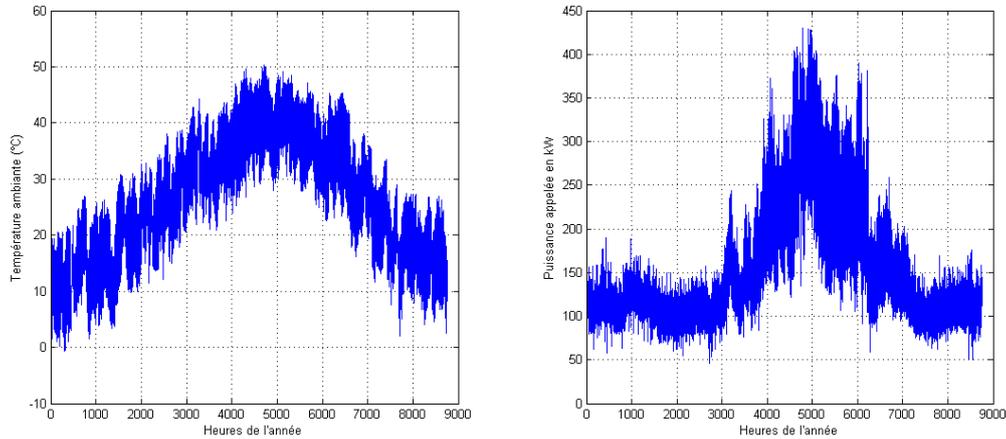


Fig. 3 Représentation de la puissance appelée et de la température ambiante.

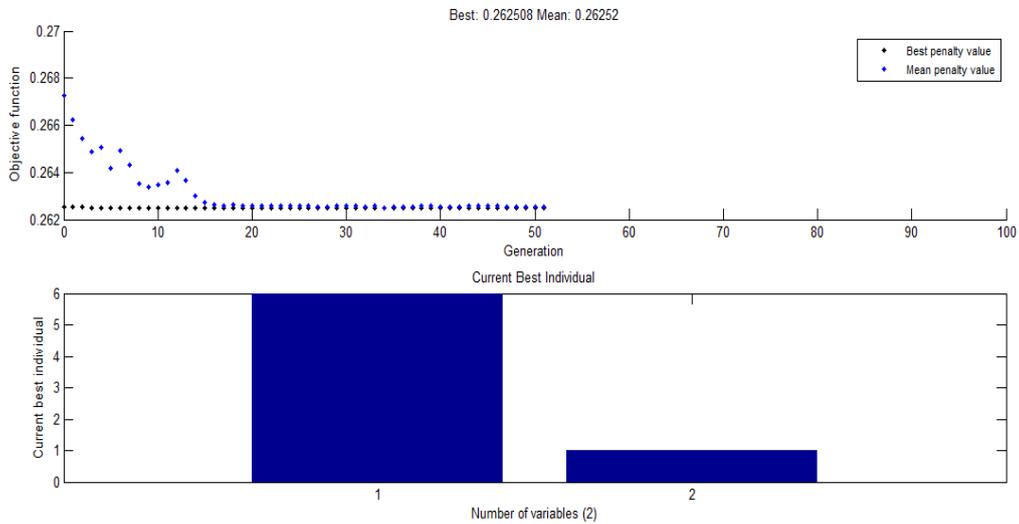


Fig. 4 Résultats d'optimisation

Les coûts du système de stockage et des GPV représentent ensemble plus de 77 % de l'investissement initial. En effet, la capacité du stockage est déterminée de telle sorte à assurer un approvisionnement en énergie à la charge moyenne pour une autonomie de trois jours. La puissance installée des générateurs PV représente 70.58 % de la capacité totale installée. Le système de conversion dont la puissance est déterminée égale à la puissance maximale avec les deux éléments précédents ont pratiquement l'incident financier le plus important.

Les coûts de fonctionnement et maintenance des GPV représentent les dépenses les plus importantes. L'éolienne et le PCS, ensemble, représentent 37.89 % de ces charges.

Bien que leur coût d'investissement soit très élevé, les coûts des O & M du système de stockage sont très faibles.

Les coûts de remplacement s'élèvent à 16 %. En effet, seules les batteries de stockage et l'onduleur sont remplacés une fois durant la durée de vie du projet.

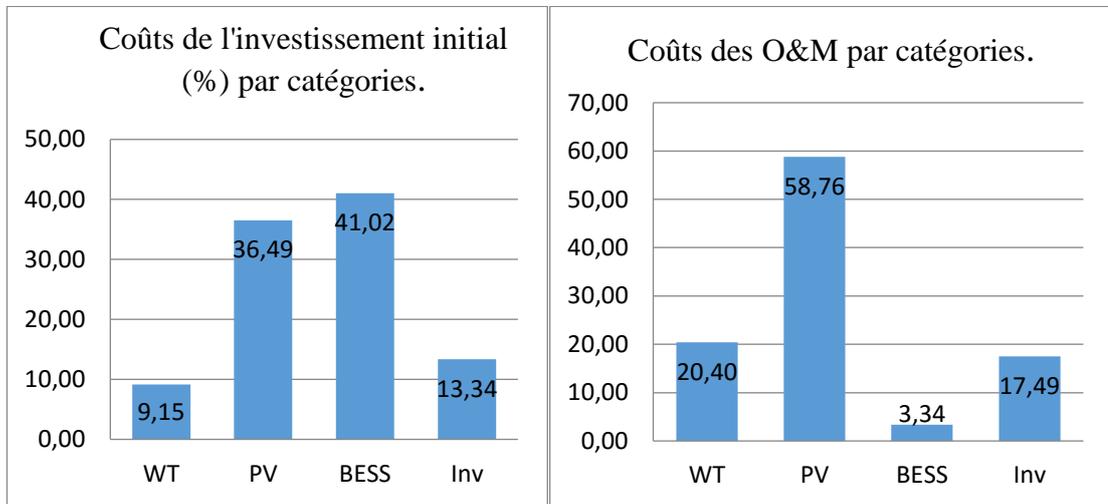


Fig.5 Coûts de l'investissement initial et coûts des O&M par catégories

La production annuelle de chaque source est donnée sur la figure (6). La contribution photovoltaïque est quasiment la plus prépondérante. Elle est aux mêmes proportions de sa capacité installée (72 % de production et 70.58 % de la puissance installée). Néanmoins, la participation de l'éolienne indique que la région étudiée recèle d'un potentiel éolien considérable et aussi important que le photovoltaïque. En effet, à proportions égales les contributions seront presque les mêmes.

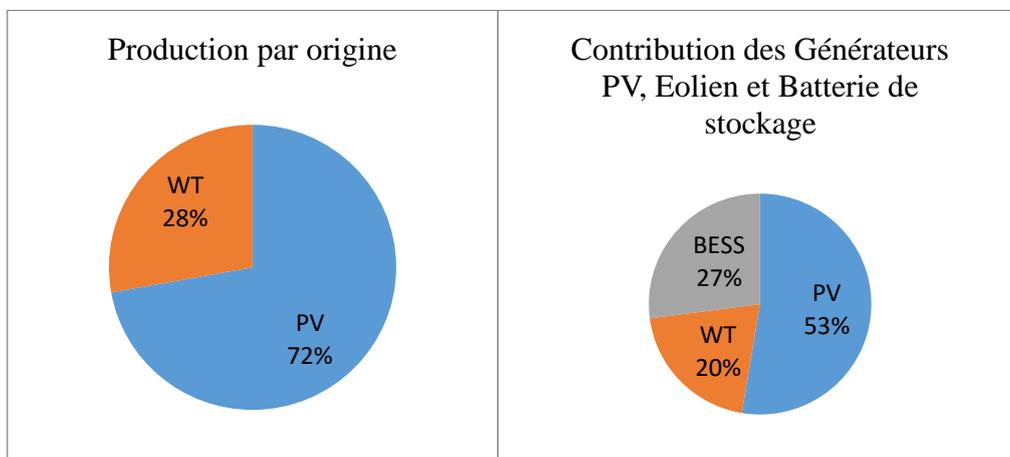


Fig.6 Production annuelle de chaque source

La satisfaction de la demande est assurée à 53%, 27% et 20 % par les générateurs PV, les batteries de stockage et les éoliennes, respectivement. La contribution du générateur PV représente plus de la moitié de la contribution totale, le reste est assurée par les batteries et l'éolienne.

CONCLUSIONS

Dans cet article, nous avons montré que le potentiel énergétique renouvelable dont jouit le sud de l'Algérie, peut jouer un rôle très important dans le remplacement des sources conventionnelles. En plus

de la satisfaction énergétique, il est créateur d'opportunité dans la mesure où des industries de transformation agro-alimentaire viennent d'être installées.

Le prix du kilowattheure acceptable pourra être plus attractif si des installations à grande échelle seront entreprises et l'insatisfaction des clients peut être contournable si tel est le cas. La diversité des procédés de stockage peut réduire le prix du kilowattheure, en optant pour des technologies dont les coûts d'investissement et des O&M sont faibles d'une part, et le rendre performant en choisissant des technologies dont la réponse, face aux variations de charge et fluctuations des sources, est rapide.

D'autres techniques d'optimisation, déterministe méta- heuristique ou stochastique, pourront donner des résultats plus prometteurs.

REMERCIEMENTS

Nos remerciements vont à Mr IDDA Ahmed, de l'université de Tahri Mohamed - Béchar, qui a mis à notre disposition les données nécessaires pour la réalisation de ce travail.

REFERENCES

- [1] A. Idda, S. Bentouba et A. Mahdi Kada : Contribution de l'énergie éolienne à l'hybridation des centrales électriques des réseaux isolés du Sud. *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 18 N°2 (2015) 269-278.
- [2] Y. Himri, S. Rehman, B. Draoui & S. Himri : Wind power potentiel assessment for three locations in Alegria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (2008) 2488-2497. doi :10.1016/j.rser.2007.06.007
- [3] Benjamin Kroposki: Integrating High Levels of Variable Renewable Energy into Power Systems. NREL Power Systems Engineering Center. July 2017. doi : [10.1007/s40565-017-0339-3](https://doi.org/10.1007/s40565-017-0339-3)
- [4] Vincent Courtcuise : Supervision d'une centrale multi sources à base d'éolienne et de stockage d'énergie connecté au réseau électrique. Thèse de doctorat soutenue le : 20/11/2008. Ecole Nationale Supérieurs d'Art et Métiers Paris.
- [5] H. Ibraim R. Younès, A. Ilinca et J. Perron : Investigation des générateurs hybrides d'électricité de type éolien-air comprimé. *Revue des Energies Renouvelables CER'07 Oujda* (2007) 47-50
- [6] S.B. Silva, M.A.G. Oliviera, and M.M Servino : Sizing and Optimization Photovoltaic, Fuel Cell and Battery Hybrid System. *IEEE LATEX Transactions*, Vol. 9, n° 1, march 2011. **DOI:** [10.1109/TLA.2011.5876425](https://doi.org/10.1109/TLA.2011.5876425)
- [7] Hanieh Borhanzad: Techno Economic Analysis of Stand-alone Hybrid Renewable Energy System. Research project submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of master of engineering. Faculty of engineering university of Malaya Kuala Lumpur 2013
- [8] Victor Omondi Okinda: Optimal Sizing and Analysis of a Stand-alone Hybrid Solar PV-Wind Power System with Storage. A thesis submitted in partial fulfillment of the degree of Master in Electrical and Electronic Engineering of the University of Nairobi. 2013.
- [9] A. Kaabache, M. Belhamel and R. Ibtouen: Optimal sizing for stand-alone hybrid PV/Wind power generation system. *Revue des Energies Renouvelables SMEE'10 Bou Ismail* (2010) 205-213.

- [10] Bouzid Zakaria : Contribution à l'Optimisation d'un Système de Conversion Eolien Photovoltaïque : Application pour un Site Isolé. Thèse LMD présentée pour l'obtention du diplôme de doctorat. Faculté des Sciences-Département de Physique. Université Abu-Bakr Belkaid- Tlemcen, 2016
- [11] A.Kaabache, M. Belhamel, R. Ibtouen, S. Moussa et M.R. Benhaddadi: Optimisation d'un système (éolien-photovoltaïque) totalement autonome. *Revue des Energies Renouvelables* Vol.9 N°3(2006) 199-209.
- [12] Tiansheng Chen, Mingli Wag, Reza Babaei, Mohammad Esmaili Safa, and Ali Asghar Shojaei: Techno-economic Analysis and Optimization of Hybrid Solar-Wind-hydro-diesel Renewable Energy System Using Two Dispatch Strategies. *Hindawi: International Journal of Photo energy*. Volume 2023, Article ID 3101876, 20 pages. doi :[10.1155/2023/3101876](https://doi.org/10.1155/2023/3101876)
- [13] Woroud Alnatsha, Fouad Zaro, Imad Khatib and Mutaz Jawadeh: Techno-Economic Feasibility of Solar-Wind Energy conversion System Utilizing Genetic Algorithm. 2019- 6th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICEEE). DOI: [10.1109/ICEEE2019.2019.00074](https://doi.org/10.1109/ICEEE2019.2019.00074)
- [14] Mokhtara Charafeddine: Modelling and development of an optimal Methodology for Design A Multi-Sources System in Plus Energy Building. Thesis presented to obtain the degree of Doctor 3rd cycle. Mechanical engineering Thermo-energetic. University Kasdi Merbah Ouargla le: 19/12/2020.
- [15] Suresh H. Jangamshetti, and V. Guruprasada Rau, "Normalized Power Curves as a Tool for Identification of Optimum Wind turbine generator Parameters," *IEEE Transaction on Energy Conversion*, Vol. 16, n° 3, september 2001. DOI: [10.1109/60.937209](https://doi.org/10.1109/60.937209)
- [16] Leong Kit Gan, Jonathan K.H. Shek, Markus A. Mueller: Hybrid wind-photovoltaic-diesel-battery system sizing tool development using empirical approach, life-cycle cost and performance analysis: A case study in Scotland. *Energy Conversion and Management* 106 (2015) 479-494. doi: [10.1016/j.enconman.2015.09.029](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.09.029)
- [17] Yingfeng Chen, Rui Wang, Mengjun Ming, Shi Cheng, Yiping Bao, Wensheng Zhang, and Chi Zhang: Constraint multi-objective optimal design of hybrid renewable energy system considering load characteristics. *Complex & intelligent Systems* (2022) 8:803-817. doi : [10.1007/s40747-021-00363-4](https://doi.org/10.1007/s40747-021-00363-4)
- [18] Ali M. Eltamaly and Mohamed A. Mohamed: Optimal sizing and desining of Hybrid renewable energy systems in smart grid applications. *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*. 2018 Elsiever (Chapter 8: Smart Grid Applicaions in Hybrid renewable Energy Systems). doi: [10.1016/B978-0-12-813185-5.00011-5](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813185-5.00011-5)
- [19] BEMANA NGUEOUELE Yannick: modélisation des injections de puissance d'un système PV sur un réseau public. Mémoire, soutenu le 26/07/2012, pour l'obtention de Master en Ingénierie de l'Eau et de l'environnement. Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE)- BURKINA FASO.