

Optimisation d'un système de stockage d'énergie par batteries pour un système PV connecté au réseau

Zakaria Adam SOULEYMANE¹, Augustin MPANDA¹, Julien JEAN-VICTOR², Jérôme FORTIN¹

¹UniLaSalle, UPJV, GeNumEr (ex B2R), URR 7511, 80080 Amiens, France

²UniLaSalle, UPJV, GeNumEr (ex B2R), URR 7511, 60000 Beauvais, France

RESUME - Dans le cadre du projet de décarbonation de l'Aéroport Paris-Beauvais (ABP), ce travail vise à déterminer la puissance et la capacité optimales d'un Système de Stockage d'Energie par Batteries (SSEB) en intégrant une installation photovoltaïque sur ombrières, le réseau électrique et les charges aéroportuaires. Pour atteindre cet objectif, trois approches d'optimisation sont comparées : l'Algorithme Génétique (AG), la Programmation Linéaire (PL) et la Programmation Non Linéaire (PNL). Ce travail propose une modélisation réaliste basée sur des données horaires pour évaluer la performance de trois algorithmes dans l'optimisation de la puissance et de la capacité d'un SSEB, en tenant compte des contraintes spécifiques du système étudié.

Mots-clés—Optimisation, système de stockage d'énergie par batteries, photovoltaïque, algorithme génétique, programmation linéaire, programmation non linéaire, mix énergétique.

1. INTRODUCTION

Dans un contexte où la décarbonation des infrastructures constitue une priorité mondiale, les aéroports occupent une position stratégique en raison de leur rôle majeur en tant que pôles de consommation énergétique. L'Aéroport Paris Beauvais (ABP) s'inscrit dans cette dynamique en initiant un projet ambitieux visant à réduire sa dépendance au réseau électrique tout en intégrant des sources d'énergie renouvelable, telles que le PhotoVoltaïque (PV), la géothermie, la biomasse et l'éolien. Conformément aux réglementations exigeant l'installation de panneaux solaires sur les sites dotés de grands parkings, le projet exploite les infrastructures de stationnement de l'aéroport pour déployer des installations photovoltaïques. L'un des challenges des sources d'énergies renouvelables comme le PV est leur nature intermittente [1], ce qui fait qu'il est difficile de répondre à la demande des charges de manière continue. De ce fait, le stockage d'énergie s'avère nécessaire pour d'une part, stocker le surplus PV pendant la période de fortes productions, et d'autre part compenser cette intermittence [2]. Dans la littérature, de nombreuses études se concentrent sur le stockage par batteries en raison de sa maturité technologique [3], de son rendement élevé [4] et de son faible coût d'acquisition [5].

L'optimisation des Systèmes de Stockage d'Energie par Batteries (SSEB) constitue un enjeu majeur, avec diverses méthodologies proposées dans la littérature [6-7]. Parmi les approches méthodologiques, la Programmation Linéaire (PL) est largement utilisée en raison de sa rapidité et de son efficacité dans des contextes où les relations entre variables restent linéaires [8]. Toutefois, lorsque des phénomènes non linéaires

interviennent ou lorsque le problème devient complexe, la Programmation Non Linéaire (PNL) devient plus adaptée pour représenter fidèlement la dynamique du système [9]. Par ailleurs, les approches basées sur des algorithmes évolutionnaires, tel que l'Algorithme Génétique (AG), offrent une capacité d'exploration étendue et s'avèrent particulièrement efficaces pour ce type d'optimisation [10-11].

Cette étude se concentre spécifiquement sur l'optimisation de la puissance (kW) et de la capacité (kWh) d'un SSEB. Le système étudié intègre une installation PV sur ombrières, le Réseau Electrique (RE), les Charges aéroportuaires (CE), et le SSEB (Fig. 1).

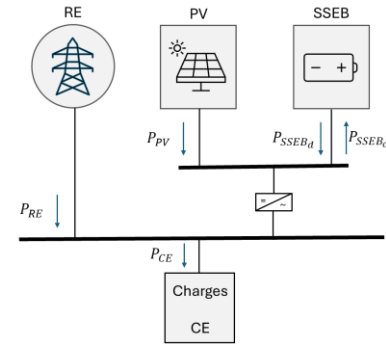


Fig. 1 : Schéma du système énergétique étudié

Trois approches (AG, PL, PNL) sont utilisées pour déterminer les paramètres optimaux du SSEB. Cette analyse méthodologique met en évidence les forces et limites de chaque méthode, offrant ainsi une contribution originale.

Ce travail propose une optimisation sur une base horaire couvrant une année complète, capturant ainsi les dynamiques saisonnières et l'évolution des charges et de production, ce qui permet un dimensionnement plus fiable.

Pour cela, la section 2 est consacrée à la méthodologie adoptée, incluant la formulation mathématique du problème ainsi que la description des données d'entrée. La section 3 présente ensuite les résultats obtenus pour chaque algorithme, accompagnés de plusieurs indicateurs de performance permettant d'en évaluer l'efficacité.

2. METHODOLOGIE

2.1. Formulation mathématique

2.1.1. Équation d'équilibre énergétique

La formulation générale de l'équilibre énergétique [12] est donnée par :

$$P_{CE}(t) + P_{SSEB_c}(t) = P_{PV}(t) + P_{SSEB_d}(t) + P_{RE}(t) \quad (1)$$

où $P_{CE}(t)$, $P_{PV}(t)$, $P_{SSEB_c}(t)$, $P_{SSEB_d}(t)$, et $P_{RE}(t)$ représentent respectivement la puissance demandée par les charges, la puissance fournie par l'installation PV, la puissance de charge et de décharge du SSEB et la puissance fournie par le RE.

2.1.2. Fonction « objectif » et contraintes

L'objectif de l'optimisation est de minimiser les coûts énergétiques globaux, intégrant les coûts liés à l'énergie importée du RE et ainsi que les coûts associés au dimensionnement du SSEB.

$$\min(f) = \min \left(\sum_{t=1}^T \rho(t) \cdot E_{RE}(t) + \alpha \cdot P_{SSEB} + \beta \cdot C_{SSEB} \right) \quad (2)$$

où $\rho(t)$ représente le prix d'achat de l'énergie du réseau à l'instant t , α et β sont les coefficients de pondération de la puissance (P_{SSEB}) et de la capacité (C_{SSEB}) du SSEB.

Le SSEB est soumis à des contraintes sur l'état de charge (State of Charge) SoC (3) et sur les puissances de charge (4) et de décharge (5).

$$SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max} \quad (3)$$

$$0 \leq P_{SSEB_c}(t) \leq P_{SSEB_{max}} \quad (4)$$

$$0 \leq P_{SSEB_d}(t) \leq P_{SSEB_{max}} \quad (5)$$

Où $P_{SSEB_{max}}$ représente la puissance maximale allouable au SSEB.

2.2. Données d'entrée

Dans cette étude, les données d'entrées temporelles notamment la production PV, le profil de charges et le prix d'achat de l'énergie du réseau couvrent une année complète et par pas horaire.

2.2.1. Production PV

La production PV est estimée à l'aide du logiciel RatedPower©. La figure Fig. 1 montre la production moyenne journalière par saison sur une année.

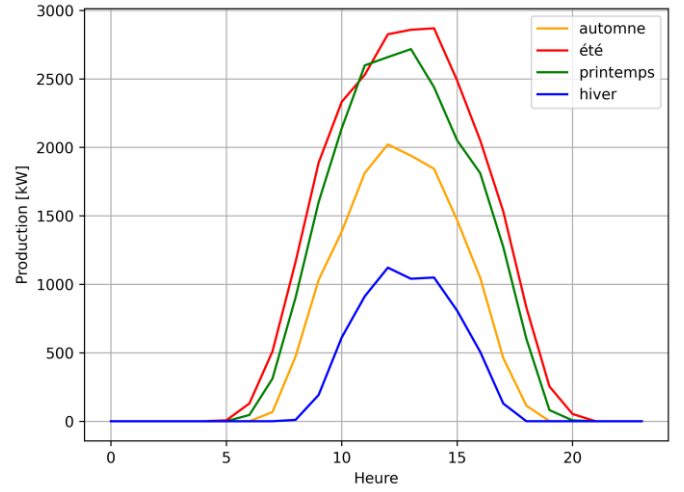


Fig. 1. Production PV par saison

2.2.2. Profil des charges

Le profil des charges considérés dans cette étude est celui issu de données de consommation horaire de l'année 2023. La figure Fig. 2 montre le profil moyen journalier par saison sur une année.

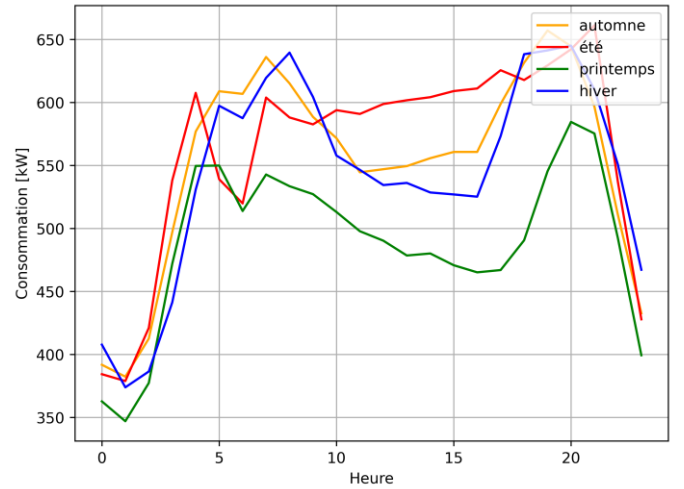


Fig. 2. Profil des charges par saison

2.2.3. Prix réseau

Le prix d'achat de l'énergie du réseau considéré correspond au tarif réel de celui de l'aéroport durant l'année 2023. La figure Fig. 3 montre l'évolution moyenne par saison du prix de l'énergie du réseau.

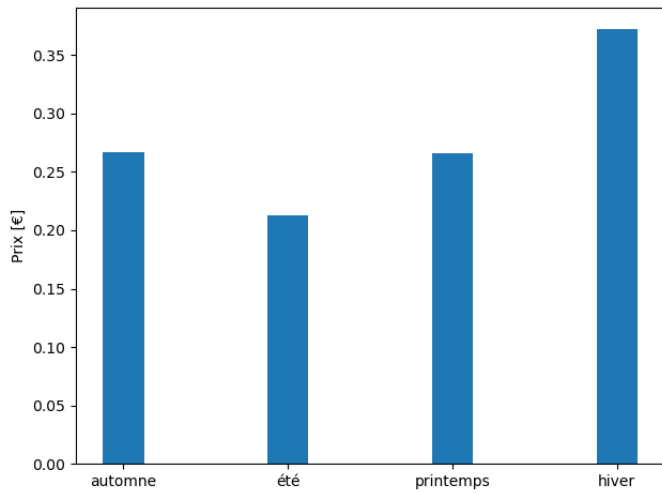


Fig. 3. Prix d'achat de l'énergie du réseau par saison

2.2.4. Autres paramètres

Le Tableau 1 présente les autres données d'entrées considérées dans cette étude.

Tableau 1. Autres données d'entrée

Paramètre	Valeur
Pas de temps	1 heure
Rendement de charge/décharge	0,85
α (€/kW)	0,8
β (€/kWh)	0,6
SoC initial	0,3
Limites du SoC	[0,2 0,8]
Limites de la puissance du SSEB (kW)	[2097 5034]
Limites de la capacité du SSEB (kWh)	[27261 78857]

2.3. Méthodes d'optimisation

2.3.1. Algorithme génétique

L'Algorithme Génétique (AG) appartient à la famille des algorithmes évolutionnaires. C'est une méthode d'optimisation stochastique inspirée du processus de sélection naturelle tel que formulé par Charles Darwin [13]. Cet algorithme fait évoluer une population de solutions potentielles appelées individus ou chromosomes d'un problème donné, afin de trouver une solution optimale ou quasi-optimale. À chaque itération, l'algorithme sélectionne les meilleurs individus selon une fonction d'évaluation, puis applique des opérateurs génétiques (croisement, mutation, sélection) pour créer une nouvelle génération. Il est choisi pour sa capacité à éviter les minima locaux, grâce à sa gestion d'une large population de solutions, favorisant ainsi l'exploration de l'espace de recherche. Dans cette étude, l'AG a été implémenté à l'aide de la fonction *ga* de MATLAB®, disponible dans la boîte à outils d'optimisation globale.

2.3.2. Programmation linéaire

La Programmation Linéaire (PL) est une méthode d'optimisation déterministe permettant de trouver l'optimum global d'un problème dont la fonction *objectif* et les contraintes sont linéaires. La solution trouvée représente l'optimum global [14], garantissant à la fois le

respect des contraintes et la minimisation du critère cible. Dans cette étude, son implémentation a été réalisée à l'aide de la fonction *linprog* de MATLAB®, en utilisant l'algorithme des points intérieurs pour explorer l'espace admissible de façon systématique et identifier le point optimal. Ce processus itératif ne dépend d'aucun paramètre aléatoire, assurant ainsi la reproductibilité et la précision du résultat obtenu.

2.3.3. Programmation non linéaire

La Programmation Non Linéaire (PNL) est une méthode d'optimisation qui permet de rechercher un optimum global ou local d'un problème où la fonction objectif et/ou les contraintes sont de nature non linéaire. Contrairement à la programmation linéaire, la PNL prend en compte des modèles plus complexes au prix d'une plus grande difficulté de résolution. Elle s'applique à un large éventail de situations où les modèles linéaires ne permettent pas de capturer adéquatement les phénomènes physiques ou économiques étudiés. Dans cette étude, la PNL a été implémentée à l'aide de la fonction *fmincon* de MATLAB®. L'algorithme des points intérieurs a été retenu en raison de sa robustesse et de sa capacité à gérer efficacement les contraintes inégalitaires. Toutefois, ce type d'approche conduit en général à un optimum local, fortement dépendant du point de départ choisi.

Afin de limiter ce biais et d'accroître la probabilité d'atteindre une solution globalement satisfaisante, plusieurs points initiaux ont été testés de manière systématique. Chaque lancement à partir d'un point différent a permis d'explorer une région distincte de l'espace de recherche, et la meilleure solution obtenue (en termes de valeur de la fonction objectif) a été retenue comme solution finale.

3. RESULTATS ET DISCUSSION

3.1. Scénario étudié

L'implémentation et la simulation ont été réalisées sous MATLAB® avec une résolution horaire sur une année complète, intégrant les variations saisonnières afin de modéliser un SSEB capable de fonctionner de manière optimale tout au long de l'année.

3.2. Puissance et capacité optimales du SSEB

Le Tableau 2 présente les résultats obtenus pour la puissance et la capacité optimales du SSEB pour chacun des méthodes d'optimisation (AG, PL, PNL).

Tableau 2. Résultats optimaux de la puissance et de la capacité du SSEB pour les algorithmes GA, LP et NLP.

Algorithme	Puissance optimale [kW]	Capacité optimale [kWh]
AG	2 823,53	27 510,47
PL	4 962,42	36 787,40
PNL	2 827,30	27 560,67

Le Tableau 3 présente la contribution annuelle de chaque source (PV, SSEB, RE) à la couverture des charges aéroportuaires, le SSEB fonctionnant avec des paramètres optimaux de puissance et de capacité déterminés par les méthodes d'optimisation. Ces contributions, exprimées en pourcentage de la couverture des charges, représentent la part relative de chaque source et sont obtenues par agrégation des données

horaires sur une année complète. Le tableau inclut également le surplus PV, exprimé en pourcentage de la demande totale, représentant l'énergie excédentaire disponible après satisfaction des charges et stockage dans le SSEB, ce surplus peut être injecté dans le RE.

Tableau 3. Contributions annuelles du PV, du SSEB et du réseau

Algorithme	Charges [%]	PV [%]	SSEB [%]	Réseau [%]	Surplus [%]
AG	100	39,61	36,59	23,80	37,53
PL	100	39,61	37,16	23,23	36,76
PNL	100	39,61	36,60	23,79	37,52

Les tableaux Tableau 2 et Tableau 3 montrent que l'AG et le PNL présentent des performances similaires. Ils optimisent efficacement l'équilibre entre puissance et capacité, tout en permettant une couverture des charges par le PV et le SSEB à hauteur de 76,20 %, réduisant ainsi la dépendance au réseau à 23,80 %.

En revanche, la PL permet une couverture des charges à hauteur de 76,77 %, soit un taux légèrement supérieur à ceux obtenus avec l'AG et PNL (76,20 % chacun). Toutefois, cette différence de l'ordre de 0,57 % reste non significative au regard des exigences techniques associées : il aurait en effet fallu une puissance d'environ 4 963 kW (contre environ 2 824 kW pour l'AG et 2 827 kW pour le PNL) et une capacité de stockage de 36 787 kWh (contre environ 27 510 kWh pour l'AG et 27 561 kWh pour le PNL), ce qui rend la PL techniquement surdimensionnée et économiquement non rentable.

3.3. Contribution mensuelle par source d'énergie

La figure Fig. 4 montre la contribution mensuelle agrégée de chaque source (PV, SSEB et réseau) pour la couverture des charges (barres jaunes). Les paramètres du SSEB (puissance et capacité) utilisés sont ceux obtenus avec l'AG.

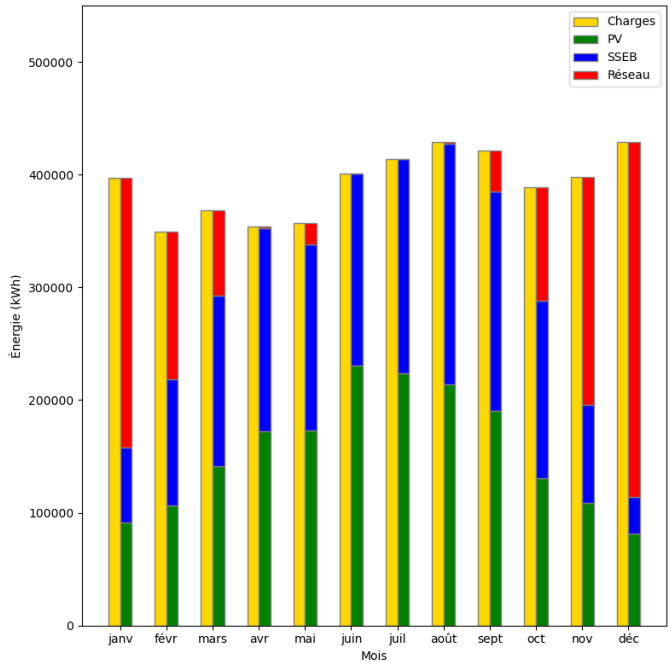


Fig. 4. Contribution mensuelle par source d'énergie

La figure Fig. 5 montre la contribution mensuelle du réseau à la couverture des charges, exprimé en pourcentage.

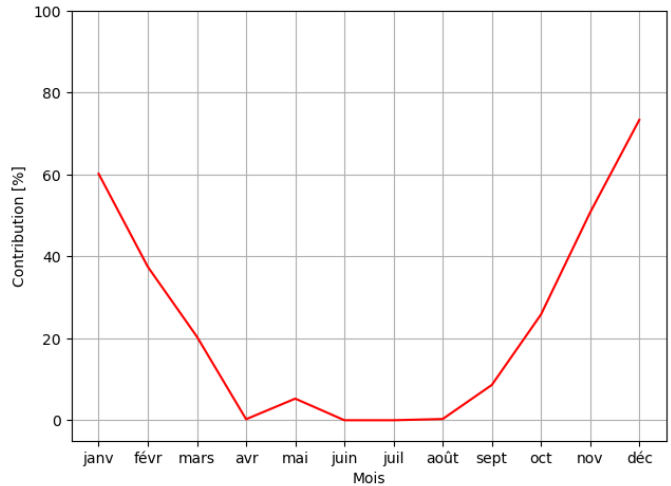


Fig. 5. Contribution mensuelle du réseau

Les figures 4 et Fig. 5 permettent de déduire qu'entre avril et septembre, le PV et le SSEB comblent la demande à plus de 90 % pour chacun de ces mois. Cependant, l'apport du réseau est à plus de 50 % en janvier, novembre et décembre et entre 20 et 40 % en octobre, février et mars. Cela s'explique par la faible irradiation solaire observée durant ces mois, qui entraîne une diminution de la production PV. Par conséquent, l'énergie disponible ne suffit pas à couvrir simultanément la consommation immédiate et le stockage nécessaire afin de répondre ultérieurement à la demande.

La figure Fig. 6 montre l'évolution mensuelle de l'excédent PV, qui représente l'excédent d'énergie qui ne peut être ni consommée, ni stocké par le SSEB à l'instant t, à cause de la limite de la puissance du SSEB.

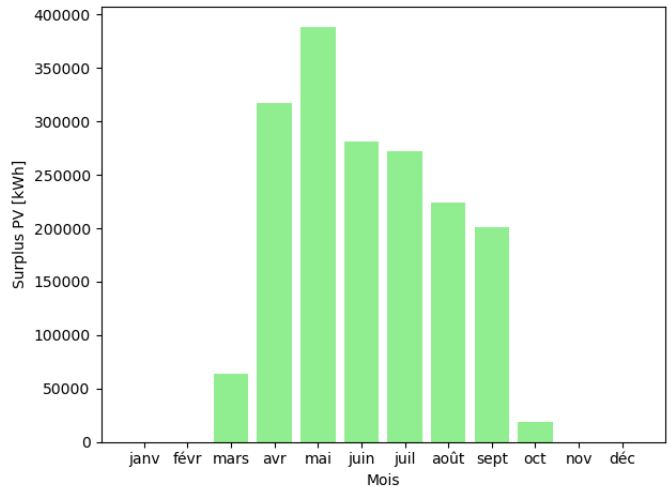


Fig. 6. Excédent PV

La figure Fig. 6 montre que l'excédent PV est surtout important entre avril et septembre. Cet excédent est dû à l'augmentation de l'irradiation solaire au cours de cette période, ce qui se traduit par une production PV importante. Les batteries étant généralement destinées au stockage à court terme (quelques heures à quelques jours), une simple augmentation de la capacité du SSEB

ne permet pas de répondre efficacement aux besoins de gestion saisonnière de l'énergie. Cela justifie le recours à des solutions de stockage longue durée, permettant une réutilisation différée de l'excédent PV ou encore injecté cet excédent dans le réseau.

4. CONCLUSIONS

Ce travail a permis de dimensionner un SSEB, en termes de puissance et de capacité, à l'aide de trois approches d'optimisation distinctes. L'analyse comparative des résultats a mis en évidence que l'AG et la PNL présentent un compromis plus pertinent entre performance énergétique et faisabilité technico-économique, les rendant ainsi mieux adaptées au contexte de notre étude.

Les analyses menées montrent que la seule combinaison de la production PV et du SSEB ne suffit pas à réduire significativement la dépendance au réseau sur l'ensemble de l'année. Cette limitation s'explique par une chute marquée de la production PV pendant certains mois, en lien avec une ensoleillement réduit.

Par ailleurs, ces mêmes analyses révèlent la présence d'un surplus photovoltaïque non négligeable durant les mois les plus ensoleillés, ce qui impose une gestion rigoureuse de cet excédent, notamment en raison des contraintes réglementaires de l'injection d'énergie dans le réseau.

Ces constats soulignent l'intérêt d'élargir le mix énergétique à d'autres sources renouvelables, telles que la géothermie et la biomasse, en cohérence avec les orientations du projet d'aéroport. L'intégration de solutions de stockage à long terme, comme l'hydrogène apparaît également pertinente afin de valoriser l'excédent PV. Ces pistes feront l'objet d'études approfondies dans les travaux futurs.

5. REMERCIEMENTS

Ce travail est réalisé dans le cadre du projet de décarbonation de l'aéroport de Beauvais-Tillé, financé par le Syndicat Mixte de l'Aéroport de Beauvais-Tillé (SMABT) et la Région Hauts-de-France.

6. REFERENCES

- [1] T. R. Ayodele, T. C. Mosetlhe, A. A. Yusuff, M. Ntombela, et K. Moloi, « Economic Comparison of PV/Wind Hybrid Energy System with different Energy Storage Technologies », in *2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, août 2021, p. 1-5. doi: 10.1109/PowerAfrica52236.2021.9543207.
- [2] H. Jayasinghe et K. Gunawardane, « Unlocking Untapped Solar PV Energy in DC Microgrids Through Hydrogen Energy Storage Solutions », in *2023 IEEE Fifth International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, nov. 2023, p. 1-6. doi: 10.1109/ICDCM54452.2023.10433600.
- [3] Y. Zhang, P. E. Campana, A. Lundblad, et J. Yan, « Comparative study of hydrogen storage and battery storage in grid connected photovoltaic system: Storage sizing and rule-based operation », *Applied Energy*, vol. 201, p. 397-411, sept. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.03.123.
- [4] T. R. Ayodele, T. C. Mosetlhe, A. A. Yusuff, M. Ntombela, et K. Moloi, « Economic Comparison of PV/Wind Hybrid Energy System with different Energy Storage Technologies », in *2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, août 2021, p. 1-5. doi: 10.1109/PowerAfrica52236.2021.9543207.
- [5] W. J. Cole, C. Marcy, V. K. Krishnan, et R. Margolis, « Utility-scale lithium-ion storage cost projections for use in capacity expansion models », in *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, sept. 2016, p. 1-6. doi: 10.1109/NAPS.2016.7747866.
- [6] F. Agha Kassab, R. Rodriguez, B. Celik, F. Locment, et M. Sechilariu, « A Comprehensive Review of Sizing and Energy Management Strategies for Optimal Planning of Microgrids with PV and Other Renewable Integration », *Applied Sciences*, vol. 14, n° 22, Art. n° 22, janv. 2024, doi: 10.3390/app142210479.
- [7] « (PDF) A Review in Bess Optimization for Power Systems », *ResearchGate*, déc. 2024, [En ligne]. Disponible sur: https://www.researchgate.net/publication/370875787_A_review_in_n_Bess_Optimization_for_Power_Systems
- [8] P. Durán, D. Villanueva, A. E. Feijóo, et N. D. Bokde, « Interior Point Algorithm Applied to the Optimization of the Power Supplied by a Wind Farm with a BESS », *E3S Web Conf.*, vol. 122, p. 04002, 2019, doi: 10.1051/e3sconf/201912204002.
- [9] L. F. Grisales-Noreña, B. Cortés-Cañedo, O. D. Montoya, R. I. Bolaños, et C. A. M. Moreno, « Nonlinear programming for BESS operation for the improvement of economic, technical and environmental indices by considering grid-connected and stand-alone networks: An application to the territory of Colombia », *Journal of Energy Storage*, vol. 98, p. 112856, sept. 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.112856.
- [10] M. A. Hannan, M. Faisal, P. Jern Ker, R. A. Begum, Z. Y. Dong, et C. Zhang, « Review of optimal methods and algorithms for sizing energy storage systems to achieve decarbonization in microgrid applications », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 131, p. 110022, oct. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110022.
- [11] S. Khunkitti, P. Boonluk, et A. Siritariwat, « Optimal Location and Sizing of BESS for Performance Improvement of Distribution Systems with High DG Penetration », *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 2022, n° 1, p. 6361243, 2022, doi: 10.1155/2022/6361243.
- [12] P. A. Gbadega et Y. Sun, « A hybrid constrained Particle Swarm Optimization-Model Predictive Control (CPSO-MPC) algorithm for storage energy management optimization problem in micro-grid », *Energy Reports*, vol. 8, p. 692-708, nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.10.035.
- [13] A. Lambora, K. Gupta, et K. Chopra, « Genetic Algorithm- A Literature Review », in *2019 International Conference on Machine Learning, Big Data, Cloud and Parallel Computing (COMITCon)*, févr. 2019, p. 380-384. doi: 10.1109/COMITCon.2019.8862255.
- [14] [En ligne]. Disponible sur: <https://citeseerx.ist.psu.edu/document?repid=rep1&type=pdf&doi=3b6fb7c6abe5cc4dfa2c8876c2eaf1e18c3fe96>