

Gestion énergétique optimale des sites industriels hybrides isolés

Nidhal AOUIDIDI^{1,2}, Marc PETIT^{1,2}, Jing DAI^{1,2}, Petronela PANKOVITS^{1,2,3}, Cristina VLAD⁴

¹Université Paris-Saclay, CentraleSupélec, CNRS, Laboratoire de Génie Électrique et Électrotechnique de Paris, 91190, Gif-sur-Yvette, France

²Sorbonne Université, CNRS, Laboratoire de Génie Électrique et Électrotechnique de Paris, 75252, Paris, France

³ESME Research Lab, 38 rue Molière, 94200 Ivry-sur-Seine, France

⁴Laboratoire des Signaux et Systèmes (L2S), CentraleSupélec CNRS-Université Paris-Sud, Université Paris-Saclay, 3 rue Joliot Curie, 91192 Gif-sur-Yvette, France

RESUME– Cet article propose une approche innovante pour la gestion optimale de microgrids AC isolés, combinant un Système de Gestion de l'Énergie (EMS) pour le dispatching sur une journée et un Système de Gestion de la Puissance (PMS) basé sur la Commande prédictive (Model Predictive Control - MPC) pour l'ajustement en temps réel. L'intégration d'un outil de nowcasting à court terme permet d'améliorer la prévision et l'utilisation des sources d'énergies renouvelables et des systèmes de stockage. L'objectif principal est d'assurer la stabilité du système en respectant les limites de fréquence, de maximiser l'exploitation des énergies renouvelables, et de minimiser la dépendance aux générateurs thermiques. L'originalité de cette étude réside dans l'application combinée de l'EMS et du PMS avec le MPC et le nowcasting pour une gestion énergétique fine et réactive dans un contexte industriel isolé. Cette approche ouvre des perspectives pour des microgrids plus stables, plus efficaces et plus durables. Les résultats de la simulation montrent que l'EMS assure la distribution de puissances pour les différentes sources de productions en se basant sur les données de prévisions sur les renouvelables et la charge. Cette distribution de puissance est ajustée par le PMS afin d'assurer la stabilité de la fréquence durant le régime transitoire.

Mots-clés : PMS, EMS, MPC, réseau isolé, énergie renouvelable, stockage énergétique, optimisation.

1. INTRODUCTION

Dans un contexte de transition énergétique et de renforcement de la résilience des systèmes électriques, les microgrids AC isolés connaissent un essor significatif pour l'électrification des sites industriels distants ou non raccordés au réseau principal [1], [2]. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la capacité installée de microgrids hors réseau a crû de plus de 20 % par an au cours des cinq dernières années, portée par la baisse des coûts des panneaux photovoltaïques et des batteries [3]. Ces architectures hybrides combinent couramment des sources renouvelables (solaire, éolien) à faible inertie et des générateurs thermiques conventionnels (diesel, gaz), leur conférant à la fois souplesse et autonomie [4].

Pourtant, la variabilité inhérente aux énergies renouvelables et l'imprécision des prévisions de charge génèrent des déséquilibres fréquents entre production et

consommation, entraînant des oscillations de fréquence et de tension, ainsi qu'une utilisation excessive des groupes thermiques pour compenser les écarts [5], [6]. Les approches classiques, fondées sur des lois de commande fixes (droop control, règles heuristiques) ou sur des boucles locales de régulation, se révèlent insuffisantes pour maintenir la qualité de service et optimiser l'usage global des ressources énergétiques [7]. L'intégration de systèmes de stockage (BESS) apporte certes un certain amortissement, mais soulève un compromis économique entre capacité de stockage et nombre de sources renouvelables installées [8].

Face à ces défis, les méthodes prédictives de gestion, et en particulier le Model Predictive Control (MPC), permettent d'anticiper les fluctuations de production et de charge, d'incorporer explicitement les contraintes physiques et d'optimiser la répartition de la puissance sur différents horizons temporels [9], [10]. Toutefois, la plupart des travaux se concentrent soit sur la planification énergétique à l'échelle du système de gestion de l'énergie (EMS) (heures à jours), soit sur la régulation rapide au niveau du système de gestion de la puissance (PMS) (secondes à minutes). De même, l'usage d'outils de nowcasting (prévision à très court terme, 15 min) reste encore marginal, bien qu'il puisse améliorer la réactivité du contrôle en mode hors réseaux [11].

Dans cet article, nous présentons une architecture duale EMS/PMS à deux échelles : L'EMS pilote la planification horaire de la répartition de puissance en intégrant prévisions météorologiques à moyen terme et modèles dynamiques simplifiés. Le PMS, épaulé par un module de nowcasting sur un horizon de 15 minutes, ajustera en temps réel les flux d'énergie pour garantir la stabilité (fréquence, tension) et maximiser l'usage des renouvelables et du stockage.

L'article se structure de la manière suivante : la section 2 présente l'état de l'art de l'EMS et du PMS. La section 3 décrit la méthode proposée. La section 4 présente les résultats obtenus. Enfin, la section 5 conclut l'article en proposant des perspectives d'amélioration pour les travaux futurs.

2. ETAT DE L'ART

Dans les microgrids, la gestion énergétique s'articule sur deux horizons : l'EMS planifie à l'échelle minutes–heures en optimisant coûts et prévisions, tandis que le PMS module la puissance en millisecondes–secondes pour la stabilité de fréquence. Le MPC utilisé pour le PMS permet d'anticiper les besoins à court terme et de corriger, en quasi-temps réel, les écarts entre production et consommation, assurant ainsi une réponse énergétique à la fois fluide et cohérente.

2.1 Systèmes de gestion d'énergie (EMS)

Le but de l'EMS est d'assurer une exploitation fiable, résiliente et respectueuse de l'environnement, qu'il soit connecté au réseau principal ou fonctionnant en mode îloté. Pour cela, on planifie, sur un horizon allant de la minute à l'heure, l'ordonnancement des ressources distribuées (DER), du BESS et les charges tout en prenant en compte :

- Les incertitudes de production renouvelable (solaire, éolien), de la demande et des prix de l'énergie.
- Les contraintes technico-économiques des unités (limites de puissance, taux de montée en charge, coûts de démarrage/arrêt).
- Les exigences de fiabilité et de continuité de service.

On formule ce problème comme un problème d'optimisation sous incertitudes [12] :

$$\min_u E[f(u)] \text{ sous } u \in \mathcal{X}(\xi) \quad (1)$$

où u est le vecteur de consignes de puissance pour les générateurs et BESS, ξ regroupe les variables aléatoires (production photovoltaïques/éolienne, prix), $f(u)$ est la fonction de coût (combustible, usure, émissions, achat/vente d'énergie) et $\mathcal{X}(\xi)$ définit l'ensemble des contraintes technologiques et réseau (contraintes d'Unit Commitment (UC), ramping, limites de l'état de charge, limites de puissance).

La première étape de l'EMS consiste à caractériser les aléas du système par des modèles d'incertitude, ces derniers permettant d'évaluer la probabilité de survenue de différents scénarios lorsque certaines données (production, charges, prix, etc.) ne sont pas parfaitement connues [13].

Sous cette structure d'incertitudes, deux formulations d'optimisation se distinguent : l'UC, qui détermine l'état marche/arrêt des groupes thermiques en minimisant les coûts de transition et en respectant les durées minimales de fonctionnement, et l'Economic Dispatch (ED), qui répartit instantanément la charge pour minimiser le coût de production tout en tenant compte des limites de puissance et des taux de montée de la puissance. Chacune de ces formulations peut être résolue via différentes approches : optimisation stochastique (minimisation de l'espérance sous scénarios), optimisation robuste (worst-case sur ensembles d'incertitudes), distributionally robust optimization (DRO) pour traiter l'ambiguïté sur la distribution de ξ , ou encore processus de décision markovien (MDP) pour des décisions séquentielles en temps réel [14].

2.2 Systèmes de gestion de la puissance (PMS)

Dans un site industriel isolé où l'équilibre entre production et consommation doit être garanti en permanence malgré la variabilité des sources et des charges, le PMS joue un rôle central en tant que couche de contrôle rapide et complémentaire à l'EMS. En ajustant dynamiquement les consignes de puissance transmises par l'EMS sur la base des mesures locales recueillies via des centrales de mesure et des équipement connectés, le PMS régule la fréquence et la tension du microgrid, assurant ainsi une stabilité et fiabilité optimales même en cas de fluctuations imprévues [15].

Plusieurs techniques d'optimisation ont été développées pour assurer le pilotage optimal du PMS dans les microgrids hybrides. Selon l'architecture énergétique et les objectifs de gestion visés, différentes approches ont été adoptées dans la littérature.

Parmi ces approches, le contrôle prédictif (MPC) est largement utilisé. Un travail présenté dans [16] a appliqué un MPC en temps réel pour un microgrid associant énergie photovoltaïque et éolienne, afin d'assurer l'équilibre entre la production et la demande tout en minimisant les coûts d'exploitation. De même, [17] propose une méthode combinant photovoltaïque, éolien et batteries, visant à réduire les coûts énergétiques et prolonger la durée de vie des batteries. Une autre étude [18] utilise un MPC pour intégrer photovoltaïque, pile à combustible, électrolyseur et batteries, dans le but de réduire l'usage des énergies conventionnelles en privilégiant les renouvelables.

Les techniques basées sur la logique floue sont également explorées, notamment dans [19], où un algorithme flou est employé pour renforcer la fiabilité d'un microgrid combinant photovoltaïque, éolien et générateurs diesel, tout en améliorant la qualité de l'énergie fournie.

La programmation dynamique est utilisée dans [20] pour gérer la répartition de la charge et la régulation de la tension du bus DC dans un microgrid composé de photovoltaïque, pile à combustible et ultra-condensateurs, optimisant ainsi la gestion dynamique des ressources.

Les systèmes multi-agents sont introduits dans [21] pour coordonner de manière distribuée les ressources d'un microgrid comprenant photovoltaïque, éolien, batteries, micro-turbines et piles à combustible, afin de garantir un fonctionnement économique, fiable et efficace.

Enfin, l'optimisation de type Lyapunov est développée dans [22] pour équilibrer l'offre et la demande dans un microgrid photovoltaïque-éolien-batteries, tout en minimisant les coûts d'exploitation sans nécessiter de prédictions précises de production renouvelable.

Ces différentes contributions illustrent la variété des techniques d'optimisation adoptées pour améliorer la performance des PMS.

3. METHODE PROPOSEE

3.1 Modèle dynamique

Notre système énergétique est composé de trois principaux éléments : des panneaux photovoltaïques (PV) et éoliennes pour la production d'énergies renouvelables, un BESS et des générateurs thermiques. Le profil de production des panneaux solaires est généré en temps réel par l'outil nowcasting.

3.1.1 Générateur thermique

Les générateurs thermiques sont modélisés comme des sources de puissance à sortie contrôlée [25] :

$$P_{gen}(k+1) = P_{gen}(k) + \frac{T_s}{\tau_{gen}} \left(\Delta P_{gen}(k) + P_{ems,eng}(k) - P_{gen}(k) \right) \quad (2)$$

où P_{gen} est la puissance du générateur, $P_{ems,gen}$ la consigne de puissance prévenant du EMS, τ_{gen} la constant de temps associée au temps de réponse des générateurs, T_s est la période d'échantillonnage et ΔP_{gen} l'ajustement de la puissance par le PMS.

3.1.2 Système de stockage

La dynamique de l'état de charge (SoC) [26] de la batterie peut être modélisée par :

$$SoC(k+1) = SoC(k) + \frac{T_s}{E_{Bess}} \left(\eta_{ch} P_{ch}(k) - \frac{P_{dch}(k)}{\eta_{dch}} \right) \quad (5)$$

où η_{ch} et η_{dch} sont respectivement les rendements de charge et de décharge de la batterie, P_{ch} et P_{dch} les puissances de charge et de décharge (soutirée et injectée dans le réseau) et E_{Bess} la capacité énergétique nominale de la batterie.

3.1.3 La fréquence

Dans un microgrid hybride combinant photovoltaïques, éoliennes, générateur diesel et batteries, la dynamique de la fréquence perçue par le PMS se modélise à partir de l'équilibre inertiel classique du réseau, enrichi par la participation active des batteries. On part de l'équation [26] :

$$f(k+1) = f(k) + \frac{f_0 T_s}{2HS} \left(P_{gen}(k) + P_{dch}(k) + P_{ch}(k) + P_{pv}(k) + P_{wind}(k) - P_{load}(k) \right) \quad (3)$$

où P_{load} , P_{wind} , P_{pv} sont respectivement les puissances de charge, éolien et PV prédites par l'outil du nowcasting, f_0 est la fréquence nominale du système, S est la puissance nominale apparente du système et H sa constante d'inertie.

3.2 Modèle prédictif

Le contrôle prédictif (MPC) est largement utilisé dans la communauté de l'ingénierie de contrôle [23]. Son aperçu, montré dans la Fig. 1, présente plusieurs avantages [24].

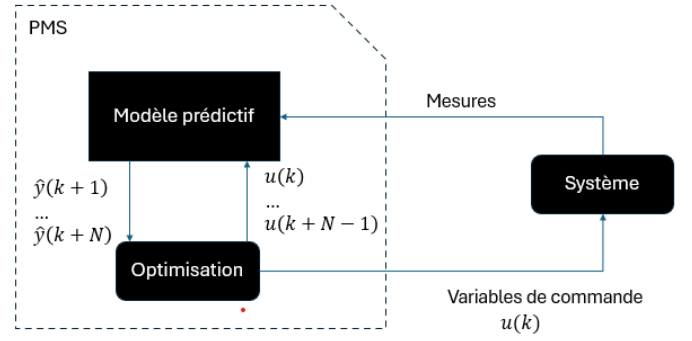


Fig. 1 Architecture de gestion énergétique proposée.

Le modèle du système dynamique est :

$$\hat{x}(k+1) = A\hat{x}(k) + Bu(k) \quad (4)$$

$$\hat{y}(k) = C\hat{x}(k) \quad (5)$$

où $\hat{x}$ est le vecteur des variables d'états, u le vecteur des variables de commandes et $\hat{y}$ le vecteur des variables de sorties

3.3 Formulation du problème d'optimisation

Ici, la stabilité de la fréquence lors du régime transitoire constitue l'objectif principal de notre stratégie de commande. Pour ce faire, le contrôle agit sur les puissances actives des générateurs et du BESS, en tenant compte des contraintes physiques et opérationnelles du système. Afin de formaliser cette problématique, nous définissons une fonction objectif de type quadratique, évaluée à l'instant k , qui permet de pénaliser à la fois les écarts de fréquence et les variations des signaux de commande. Le problème d'optimisation est résolu à chaque pas d'échantillonnage jusqu'à l'horizon de prédiction pour générer les consignes optimales.

L'expression générale de la fonction objectif est :

$$J_k = \left(\hat{y}(k+1) - y_{ref} \right)^T Q \left(\hat{y}(k+1) - y_{ref} \right) + u^T(k) R u(k) \quad (6)$$

où Q et R sont des matrices de pondération définissant l'importance relative de chaque terme.

Les variables d'états, les commandes et la sortie sont :

$$\hat{x}(k) = [P_{eng}(k) \quad SoC(k) \quad f(k)]^T \quad (7)$$

$$u(k) = [\Delta P_{gen}(k) \quad \Delta P_{ch}(k) \quad \Delta P_{dch}(k)]^T \quad (8)$$

$$\hat{y}(k) = f(k) \quad (9)$$

Les puissances la charge, le PV et l'éolien sont des perturbations pour notre modèle de prédiction.

$$P_{gen,min} \leq P_{gen}(k) \leq P_{gen,max} \quad (10)$$

$$P_{ch,min} \leq P_{ch}(k) \leq P_{ch,max} \quad (11)$$

$$P_{dch,min} \leq P_{dis}(k) \leq P_{dch,max} \quad (12)$$

$$f_{min} \leq f(k) \leq f_{max} \quad (13)$$

$$SoC_{min} \leq SoC(k) \leq SoC_{max} \quad (14)$$

$$SoC(k = 24n) = SoC(0) = 50\%, \text{ avec } n = 1, 2, \dots \quad (16)$$

Les contraintes (11)-(13) définissent la limite de puissance pour le générateur et la batterie. La contrainte (14) assure la stabilité de la fréquence au niveau du réseau et la contrainte (15) définit les limites du SoC pour la batterie. La contrainte (16) garantit que le SoC en fin de journée revienne à une valeur initiale au début de la journée.

4. SIMULATIONS ET RESULTATS

Un microgrid AC isolé est modélisé sous Matlab. Il comprend deux générateurs, un BESS, un PV et une éolienne. Chaque générateur dispose d'une puissance minimale P_{min} de 5MW et d'une puissance maximale P_{max} de 10 MW, soit une puissance nominale totale de 20 MVA. Le profil de consommation est représenté par une charge de 20 MW, dont la puissance décroît temporairement de -2MW à 8h00 puis croît de 2MW à 9h00.

4.1 Résultat du EMS

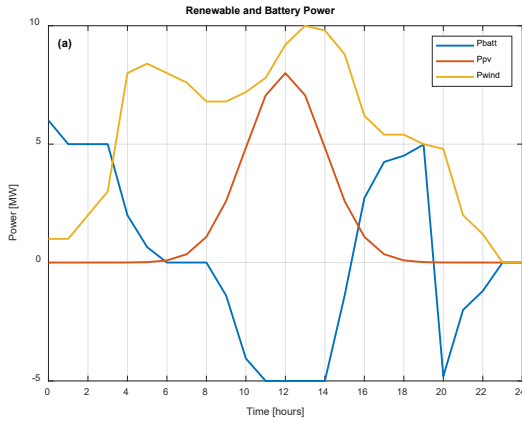


Fig. 2 Profil des puissances des sources renouvelables et dispatching de puissance du BESS suite à l'EMS.

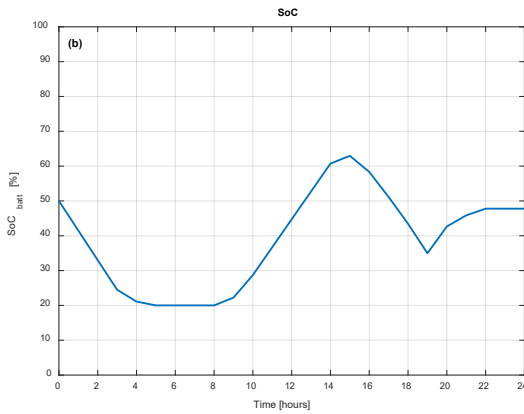


Fig. 3 Evolution du SoC suite à la consigne du EMS.

Les résultats dans les Fig. 2 et Fig. 3 montrent que EMS assure efficacement la répartition de la puissance entre les différentes sources. On observe que la batterie respecte les limites du SoC , maintenu entre 20% et 80%. Elle se recharge principalement lors des périodes d'excès de production

renouvelable, notamment en milieu de journée, et se décharge lorsque le SoC dépasse le seuil minimal, contribuant ainsi à satisfaire la demande tout en maintenant le SoC dans les limites. Un autre objectif du système est de terminer la journée avec un SoC proche de 50 %, afin de garantir une flexibilité suffisante pour les cycles suivants. Les résultats confirment que cet objectif est atteint, illustrant la capacité du EMS à anticiper les besoins et à planifier une utilisation équilibrée des ressources énergétiques. Par ailleurs, on note que les générateurs fonctionnent à une puissance minimale d'environ 50% de leur puissance maximale pendant la majeure partie de la journée, ce qui limite leur consommation de carburant. Ce n'est qu'en fin de journée, lorsque la production renouvelable diminue, que les deux générateurs accroissent leur puissance afin de répondre aux besoins énergétiques restants.

4.2 Résultat du PMS

Tout d'abord, on suppose que le PMS dispose à l'avance du profil de charge et peut ainsi anticiper la baisse de la demande.

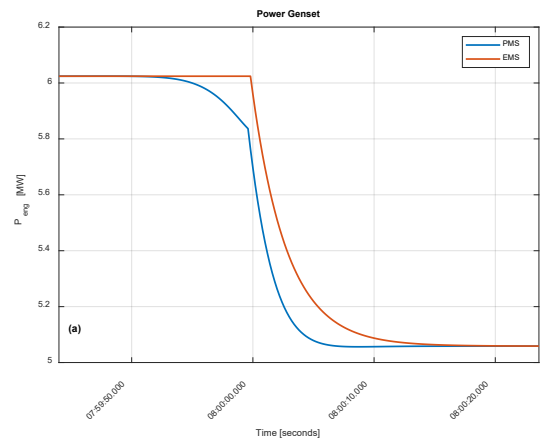


Fig. 4 Réponse des générateurs aux consignes du PMS et du EMS à un changement anticipé de la puissance de charge.

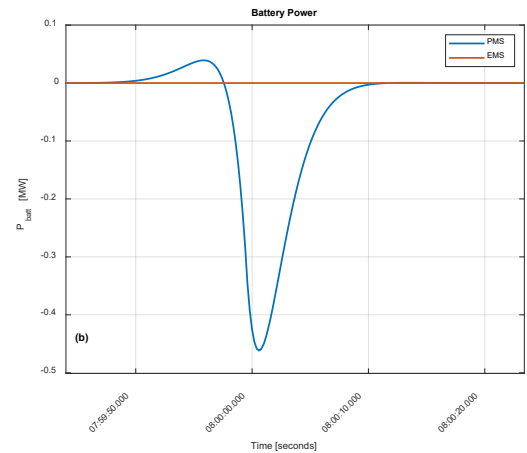


Fig. 5 Réponse du BESS aux consignes du PMS et du EMS à un changement anticipé de la puissance de charge.

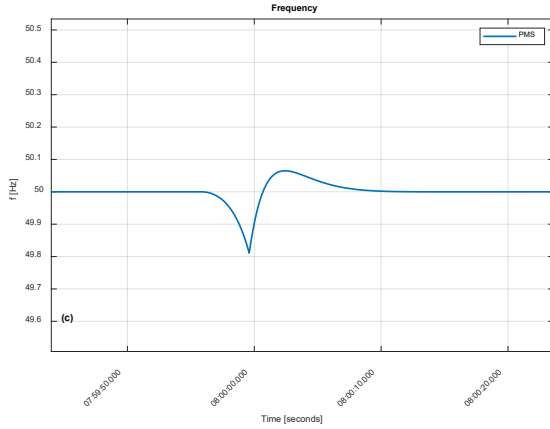


Fig. 6 Variation de la fréquence sous l'effet des consignes du PMS et à un changement anticipé de la puissance de charge.

La Fig. 4 montre que la puissance fournie par les générateurs commence à décroître de manière progressive avant 8h, en respectant leurs constantes de temps, tandis que, dans la Fig. 5, la batterie augmente temporairement sa contribution afin de faciliter la transition. Lorsque la réduction de la charge devient effective, la puissance des générateurs est ajustée à la baisse pour maintenir l'équilibre production-consommation. La batterie absorbe alors l'excédent de puissance, assurant une régulation transitoire fluide jusqu'à la stabilisation complète du système. Dans la Fig. 6, la fréquence décroît dès que les générateurs et la batterie anticipent la chute de la puissance de la charge, lors de la baisse effective de celle-ci, la fréquence croît avant d'être ramenée à son point d'équilibre par le système.

Afin de tester le PMS pour une situation plus réaliste, on suppose que le système ne connaît pas à l'avance la baisse de la charge à 8h00. Cette dernière intervient donc de manière inattendue, ce qui met à l'épreuve la capacité de réaction du système.

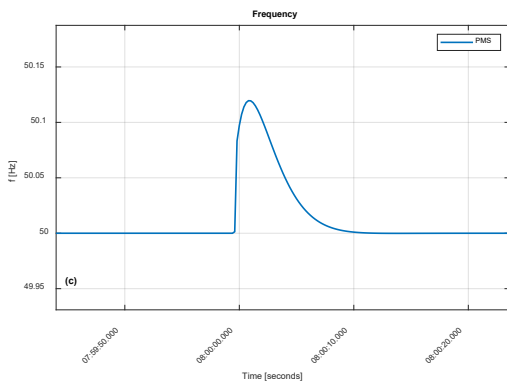


Fig. 7 Variation de la fréquence sous l'effet des consignes du PMS en réponse à un changement non anticipé de la puissance de charge.

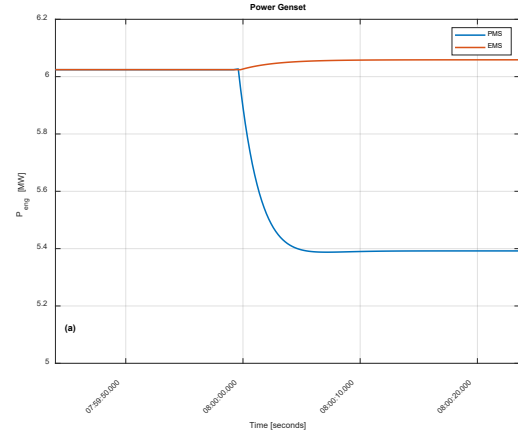


Fig. 8 Réponse du générateur aux consignes du PMS et du EMS en réponse à un changement non anticipé de la puissance de charge.

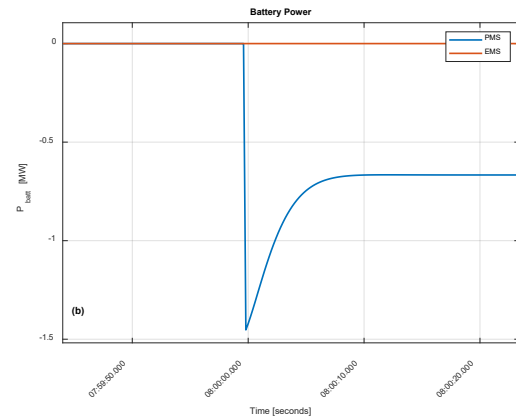


Fig. 9 Réponse du BESS aux consignes du PMS et du EMS en réponse à un changement non anticipé de la puissance de charge.

Dans la Fig. 7., au moment où la puissance de la charge diminue brusquement à 8h00, une élévation de la fréquence du système est observée, traduisant un excès de puissance injectée dans le réseau. En l'absence d'information anticipée, le PMS ne peut pas ajuster préventivement la production. Dans la Fig. 8, les générateurs réagissent de façon similaire en réduisant progressivement leur puissance délivrée afin de rétablir l'équilibre entre production et la demande, conformément aux consignes du PMS. Dans le cas où le système fonctionne avec l'EMS seul, le système suit la consigne transmise par ce dernier, qui n'ayant pas détecté la baisse de la charge, considère toujours une demande de 20MW. Par la suite, dans la Fig. 9, la batterie intervient alors immédiatement en absorbant cet excédent de puissance, jouant un rôle tampon pour maintenir la stabilité du système.

5. CONCLUSIONS

Cet article a proposé une architecture de contrôle hiérarchique combinant un EMS et un PMS basé sur la commande prédictive (MPC) pour la gestion d'un microgrid AC isolé. L'objectif principal était d'assurer la stabilité de la fréquence durant les régimes transitoires tout en optimisant l'utilisation des générateurs et du système de stockage. Les

résultats de simulation ont mis en évidence la capacité du système à anticiper les variations de charge, à répartir efficacement la puissance entre les différentes sources, et à maintenir les contraintes opérationnelles, notamment les limites du SoC des batteries.

En perspective, plusieurs axes d'amélioration sont envisagés pour renforcer la robustesse et l'applicabilité du système proposé. On pourra tester le comportement du système face à des événements brusques, tels que des pertes de charge ou des variations rapides de la production renouvelable, afin d'évaluer sa robustesse dynamique. Deuxièmement, on pourra intégrer explicitement la problématique de la commutation des générateurs, en prenant en compte les contraintes de démarrage/arrêt et les coûts associés, pour refléter plus fidèlement les réalités d'un système isolé. Troisièmement, on pourra étendre le champ d'action du PMS à des horizons temporels plus fins (à l'échelle de la seconde). Enfin, il serait intéressant d'étendre la validation à des scénarios plus complexes et à des plateformes de simulation temps réel (HIL), en vue d'une mise en œuvre pratique.

6. REFERENCES

- [1] D. Gutiérrez-Oliva, A. Colmenar-Santos, E. Rosales-Asensio, A Review of the State of the Art of Industrial Microgrids Based on Renewable Energy. *Electronics* 2022, 11(7).
- [2] P. A. L. Bi, X. Yang, J. Zhang, et al. Microgrids: A review, outstanding issues and future trends. *Energy Reports* 2023, 9, 1234–1256.
- [3] J. Smith, US microgrid market to grow 19 % annually through 2027, says Wood Mackenzie. *Utility Dive* 2023, May.
- [4] S. R. P. Verbrugge, T. F. Chan, AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2013, 24, 432–445.
- [5] W. Chae, W. Lee, W. Hwang, I. Song, J. Kim, Isolated MicroGrid's Voltage and Frequency Characteristic with Induction Generator Based Wind Turbine. *Smart Grid Renew. Energy* 2014, 5, 180–192.
- [6] M. Farrokhhabadi, M. Canizares, M. Bhattacharya, Frequency Control in Isolated/Islanded Microgrids Through Voltage Regulation. *IEEE Trans. Smart Grid* 2015, accepted Sept.
- [7] S. P. Bihari, A. M. Othman, E. H. O. Salam, M. B. Ali, A comprehensive review of microgrid control mechanism and impact assessment for hybrid renewable energy integration. *IEEE Access* 2021, 9, 88942–88958.
- [8] S. Shafiee, S. Arefifar, Impact of battery storage integration in microgrids: A techno-economic analysis. *Renew. Energy* 2020, 147, 1852–1864.
- [9] M. Lopes, J. P. Catalão, P. M. Almeida, Microgrids with Model Predictive Control: A Critical Review. *Energies* 2022, 16(13).
- [10] J. Doe, A. Smith, R. Lee, Comprehensive analysis of MPC-based energy management strategies in isolated microgrids. *J. Energy Storage* 2024, 50.
- [11] L. Schaible, M. Tobin, A. Perez, Applications for solar irradiance nowcasting in the control of microgrids: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2021, 147.
- [12] R. C. Smith, *Uncertainty Quantification: Theory, Implementation, and Applications*, Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2013.
- [13] M. Alipour, H. Chitsaz, H. Zareipour, and D. Wood, "Microgrid energy management: how uncertainty modelling impacts economic performance," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 24, pp. 5504–5510, Dec. 2019.
- [14] G. C. Pflug, "On-line optimization of simulated markovian processes," *Mathematics of Operations Research*, vol. 15, no. 3, pp. 381–395, Aug. 1990.
- [15] Maël Riou. Conception optimisée d'un microgrid isolé à forte intégration renouvelable avec objectif de fiabilité. *Energie électrique*. Université de la Réunion, 2022. Français. NNT: 2022LARE0001.tel-03631511
- [16] X. Yang, Y. Zhang, H. He, S. Ren, G. Weng, Real-Time Demand Side Management for a Microgrid Considering Uncertainties. *IEEE Trans. Smart Grid* 2018, 10, 3401–3414.
- [17] A. Hooshmand, B. Asghari, R. Sharma, A novel cost-aware multi-objective energy management method for microgrids. In *Proceedings of the 2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington, DC, USA, 24–27 February 2013; pp. 1–6.
- [18] L. Valverde, C. Bordons, F. Rosa, Power management using model predictive control in a hydrogen-based microgrid. In *Proceedings of the IECON 2012-38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, Montreal, QC, Canada, 25–28 October 2012; pp. 5669–5676.
- [19] K. Belmokhtar, M. H. Cano, Power Flow Management Algorithm for a Remote Microgrid Based on Artificial Intelligence Techniques. In *Book of the AI and Learning Systems; Industrial Applications and Future Directions*: Gaspe, QC, Canada, 2020; pp. 175–197.
- [20] R. K. Sharma, S. Mishra, Dynamic Power Management and Control of a PV PEM Fuel-Cell-Based Standalone ac/dc Microgrid Using Hybrid Energy Storage. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 2017, 54, 526–538.
- [21] Y. Gao, Q. Ai, Distributed cooperative optimal control architecture for AC microgrid with renewable generation and storage. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2018, 96, 324–334.
- [22] Y. Huang, S. Mao, Nelms, R. M. Adaptive electricity scheduling in microgrids. *IEEE Trans. Smart Grid* 2014, 5, 270–281.
- [23] L. Valverde, C. Bordons, F. Rosa, Power management using model predictive control in a hydrogen-based microgrid. In *Proceedings of the IECON 2012-38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, Montreal, QC, Canada, 25–28 October 2012; pp. 5669–5676.
- [24] M. Legry, F. Colas, C. Saudemont, J. Y. Dieulot, O. Ducarme. A Two-layer Model Predictive Control based secondary control with economic performance tracking for islanded microgrids. *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. D.C., Etats-Unis d'Amérique, 21 Oct. 2018.
- [25] A. Haseltalab and R. R. Negenborn, "Model predictive maneuvering control and energy management for all-electric autonomous ships," *Appl. Energy*, vol. 251, Oct. 2019, Art. no. 113308.
- [26] B. Yu, Z. Ma, W. Liu and H. Dong, "A Secondary Frequency Control Based on MPC Considering Distributed Energy Storage," *2022 3rd International Conference on Advanced Electrical and Energy Systems (AEES)*, Lanzhou, China, 2022, pp. 413–419.