

Amélioration de l'efficacité énergétique d'une installation PV résidentielle avec un système de stockage hybride de type batterie lithium-ion/supercondensateurs

Raouia Aouini¹, Yousra Djeddou², Yakoub Saadi³ and Tedjani Mesbahi³

RESUME —L'utilisation croissante des sources d'énergie renouvelables exige une gestion efficace des systèmes de stockage pour permettre un fonctionnement optimal des réseaux intelligents. Dans cette étude, nous présentons un système de stockage hybride d'énergie (SSHE) qui combine des batteries et des supercondensateurs pour une sollicitation en courant moindre des batteries. Nous avons intégré ce système dans une installation photovoltaïque (PV) résidentielle pour évaluer son impact sur la qualité de l'énergie. Le SSHE inclut également deux convertisseurs de puissance DC/DC bidirectionnels pour la gestion de l'énergie entre le générateur PV, le SSHE et la charge domestique. Grâce au partage fréquentiel de la puissance implémentée, les batteries gèrent l'autonomie du système tandis que les supercondensateurs prennent en charge les pics de puissance. Nos résultats montrent que l'efficacité énergétique de l'ensemble du système est renforcée par le SSHE, contribuant ainsi à la fois au lissage de la pointe de consommation électrique et à la résolution du problème d'intermittence des énergies PV. Cette approche hybride est prometteuse pour l'intégration optimale des sources d'énergie renouvelable et une gestion efficace de l'énergie.

Mots-clés — *photovoltaïque, source de stockage hybride, batterie lithium-ion, supercondensateur, partage fréquentiel de puissance.*

I. INTRODUCTION

La crise énergétique mondiale ainsi que le récent conflit en Ukraine ont poussé à l'adoption rapide de sources d'énergie renouvelable et de technologies à faible émission de carbone. En conséquence, la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable a augmenté de près de 5% entre 2020 et 2021 [1]. Cependant, la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable (PV), en particulier l'énergie PV résidentielle, est confrontée à des défis uniques en raison de la nature variable de la source (soleil) et de la forte demande de puissance pendant les heures de pointe. Pour relever ce défi, il est nécessaire d'ajouter des systèmes de stockage d'énergie sur les sites de production utilisant des sources d'énergie PV intermittente

¹Raouia Aouini is with the Institut Catholique des Arts et Métiers Strasbourg-Europe, Icube (UMR CNRS 7357), Strasbourg, France raouia.aouini@icam.fr

²Yousra Djeddou is a Master's internship student at the University of Paris-Saclay, Faculty of Physics and Energy Engineering, Paris, France yousradjeddou@gmail.com

³Yakoub Saadi and Tedjani Mesbahi are with the Université de Strasbourg, 67000, France, Institut National des Sciences Appliquées (INSA Strasbourg), 67000, France, CNRS, ICube Laboratory UMR 7357, Strasbourg, 67000, France yakoub.saadi@insa-strasbourg.fr tedjani.mesbahi@insa-strasbourg.fr

afin de gérer plus efficacement le réseau électrique. Les batteries qui sont couramment utilisées pour le stockage de l'énergie des micro-réseaux ont des limites telles que leur faible densité de puissance, leur durée de vie limitée et leur réponse relativement lente aux variations de charge, ce qui n'est pas idéal pour cette application.[2]. Ces inconvénients peuvent rendre difficile l'utilisation des batteries pour faire face à des demandes transitoires de puissance élevée, [3] comme la variabilité de la charge, nécessitant une conception surdimensionnée des batteries, avec un coût d'investissement accru et une perte de puissance supplémentaire en raison de la réponse lente des batteries aux demandes de puissance de pointe. Une solution pour résoudre ce problème est d'introduire une source supplémentaire à haute densité de puissance pour compléter le système de stockage, ce qui donne une source hybride [4] [5]. Le diagramme de Ragon dans la Figure 1 représente l'efficacité d'un système hybride, qui offre un degré élevé d'autonomie grâce à la source d'énergie, tandis que les supercondensateurs fonctionnent comme un tampon absorbant (ou fournissant) les pics de courant pendant les phases transitoires, ce qui augmente la durée de vie de la batterie. De plus, les supercondensateurs sont également peu coûteux, légers et rapides à recharger, mais ils peuvent également supporter de nombreux cycles de charge/décharge sans endommager leur durée de vie. D'un autre côté, l'ajout de cette deuxième source nécessite le développement d'un système de gestion d'énergie (EMS) pour permettre une distribution appropriée de l'énergie entre les deux sources. La littérature regorge de plusieurs techniques de gestion d'énergie, notamment des stratégies de contrôle statique basées sur des règles, une limitation du courant de la batterie, la logique floue ou un EMS basé sur un filtre passe-bas. Cette dernière technique inspire cette étude basée sur un filtre passe-bas pour éliminer le courant de crête sur les batteries et l'envoyer aux SCs [6], [7]. Les modèles dynamiques de batterie et de SC proposés sont utilisés pour simuler le comportement du HESS avec l'EMS implémenté.

L'objectif de cette étude est d'améliorer l'efficacité énergétique d'une maison en utilisant un système de stockage hybride d'énergie (SSHE) qui combine à la fois des batteries et des supercondensateurs, plutôt que d'utiliser uniquement des batteries. Le contenu de cet article est organisé de la manière suivante : la section II présente d'abord le modèle d'étude puis les modèles utilisés pour le générateur PV, les batteries et les supercondensateurs. La section III offre un aperçu succinct du modèle de commande du SSHE. La section IV discute les résultats de simulation. Enfin, la section V conclut cette étude en abordant les perspectives de travaux futurs.

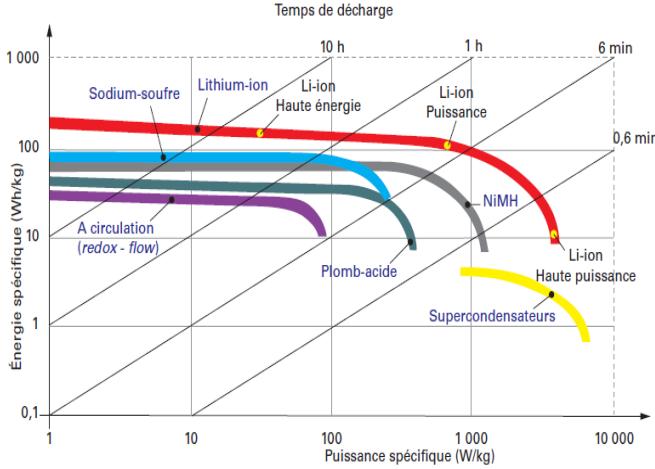


Fig. 1: Diagramme de Ragone

II. MODÉLISATION DES COMPOSANTS DU SYSTÈME

Le système étudié est représenté dans la figure 2. Il est composé d'un système de production d'énergie à sources multiples, fournissant une production d'énergie variable pour une maison. Ce système comprend une source d'énergie renouvelable constituée d'un panneau solaire photovoltaïque (3x4) d'une puissance maximale de 2,958 kW. Un convertisseur élévateur est utilisé pour adapter la tension de sortie du panneau solaire photovoltaïque au bus continu. Un ensemble de batteries est prévu pour compenser la production d'énergie imprévisible du panneau solaire photovoltaïque et répondre à la demande de charge, tandis qu'un pack de supercondensateurs est utilisé pour faire face aux pics de demande de puissance. Les deux sources de stockage peuvent être connectées de différentes manières, telles que la configuration en série, la configuration en parallèle, l'utilisation d'un seul convertisseur DC/DC ou plusieurs convertisseurs Buck-Boost reliant chaque source au bus DC. Chacune de ces topologies offre des avantages et des inconvénients liés aux performances de la source hybride, aux coûts généraux, à la complexité de contrôle, etc., qui sont abordés plus en détail dans [5]. La topologie choisie, illustrée dans la figure 2, est celle avec plusieurs convertisseurs, car elle permet de contrôler indépendamment la puissance des batteries et des supercondensateurs en fonction de leur état de charge (SOC) et de leurs besoins en puissance. La simulation du système étudié est réalisée à l'aide de Matlab Simulink, qui inclut les deux modèles de sources proposés, un modèle moyen du convertisseur basé sur des sources contrôlées, ainsi que la stratégie de gestion de l'énergie (EMS) basée sur une approche de distribution de puissance à filtre passe-bas, décrite en détail dans la section suivante.

A. Modélisation de panneaux solaires photovoltaïques

Le circuit électrique du modèle PV choisi est présenté dans la Fig. 2. Il est composé d'une diode et d'un photocourant. Les courants de fuite sont exprimés avec une résistance shunt R_p . Une résistance interne représentée par une résistance en série R_s qui représente le flux de courant [8]. Le courant PV I_{PV} est donné par [9]:

$$I_{PV} = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left[e^{\frac{q(V_0 + R_s I_{PV})}{KA T_c}} - 1 \right] - \frac{N_p}{R_p} \left(\frac{V}{N_s} + \frac{R_s I_{PV}}{N_p} \right) \quad (1)$$

avec

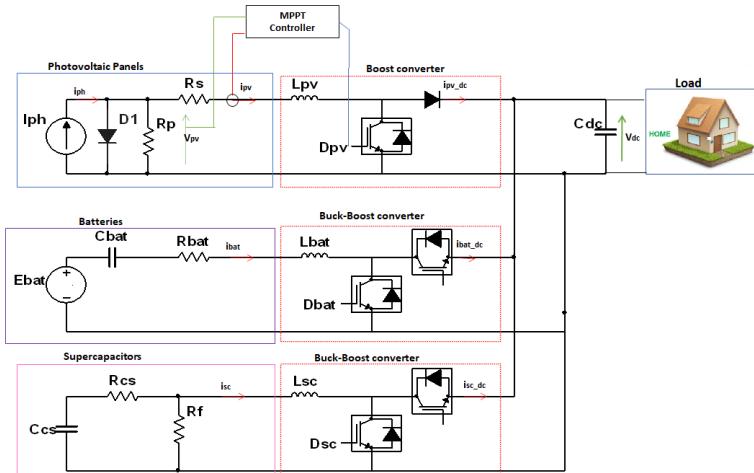


Fig. 2: Diagramme simplifié du système photovoltaïque étudié

- N_s et N_p représentent respectivement le nombre de cellules en série et en parallèle du module photovoltaïque
- I_0 est le courant de saturation inverse (A)
- q est la charge d'un électron ($1.6 \times e^{-19} C$)
- I_p est le courant traversant la résistance R_p (A)
- V est la tension à la sortie du panneau (V) (V)
- V_0 est la tension de circuit ouvert (V)
- R_s est la résistance en série (Ω)
- K est la constante de Boltzmann ($1.38 \times 10e^{-23} J/K$)
- A est le facteur de qualité, 1 pour une diode idéale
- T_c est la température de la cellule (K°)

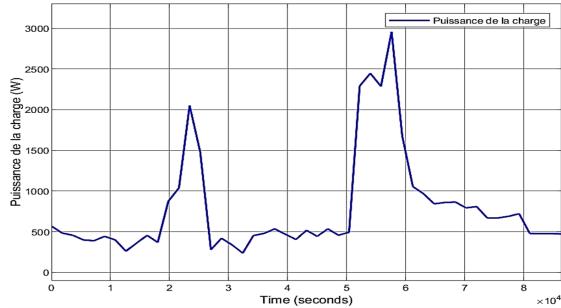
Les paramètres des panneaux solaires PV utilisés sont donnés dans le Tableau I de l'Annexe. L'équation (1) est utilisée pour la conception du module PV sur MATLAB/Simulink. Les paramètres de simulation sont sélectionnés à partir de la fiche technique du modèle de panneau solaire Trina Solar TSM 275W produit par BP Solar. La taille de la source PV utilisée est essentielle pour répondre aux contraintes fixées par les spécifications de charge. Les données de consommation utilisées dans ce travail correspondent à la consommation quotidienne d'une maison de Sydney le 1er juillet 2011, dont la consommation d'énergie en (W) est présentée dans la Fig. 3a [10], et le rayonnement solaire est présenté dans la Fig. 3a [10]. Le générateur PV a été dimensionné pour garantir la puissance maximale que la charge peut atteindre (la puissance de crête) qui est $P_{peak} = 2.958 \text{ kW}$ (voir la figure Fig. 3a), et pour fournir l'excédent de production d'énergie aux batteries lorsqu'il y a moins de demande de la charge. Le nombre de panneaux PV (N) nécessaires est calculé en fonction de la puissance d'un seul panneau solaire (W_{pv}) comme suit :

$$N = \frac{P_{peak}}{W_{pv}} = \frac{2985 \text{ W}}{275 \text{ W}} \approx 11 \quad (2)$$

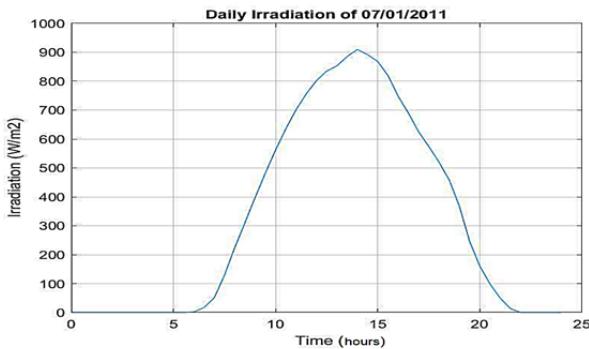
Sachant que la tension fournie par chaque panneau est de 31.1V et que le courant maximal fourni est de 3.84A, nous devons choisir $N = 12$ pour mettre 4 packs en parallèle de 3 panneaux en série.

B. Modèle de batterie Lithium-ion

La batterie lithium-ion est devenue une source d'énergie idéale pour le stockage d'énergie renouvelable en raison de sa longue durée de vie, de sa bonne performance de sécurité et de son faible coût [11]. Les auteurs de [12] ont



(a) Consommation quotidienne d'énergie



(b) Rayonnement solaire quotidien

Fig. 3: Données quotidiennes du 1er juillet 2011 sur la production solaire d'une maison à Sydney.[10]

développé un modèle de batterie générique pour la simulation dynamique. Comme le montre la Figure 4, la batterie est modélisée à l'aide d'une source de tension commandée simple en série avec une résistance constante. La source de tension à circuit ouvert est calculée à l'aide d'une équation non linéaire basée sur l'état de charge réel (SOC) de la batterie. La tension de sortie de la batterie est exprimée par cette formule [12] :

$$V_b = E_0 - R \cdot i_b - K \frac{Q}{Q - i_t} i^* - K \frac{Q}{Q - i_t} i_t + A e^{B \cdot i_t} \quad (3)$$

où : E_0 est la tension constante (V); R est la résistance interne (Ω); i_b est le courant de la batterie (A); K est la constante de polarisation (V/Ah); i^* est le courant filtré (A); i_t est la charge actuelle de la batterie (Ah); Q est la capacité maximale de la batterie (Ah); A est l'amplitude de la zone exponentielle (V); B est l'inverse de la constante de temps de la zone exponentielle (Ah^{-1}). Les paramètres du modèle de batterie sont répertoriés dans le Tableau II de l'annexe.

C. Modèle du supercondensateur

Le supercondensateur (SC) est une technologie émergente dans le domaine des systèmes de stockage d'énergie. La Figure 5 montre le modèle équivalent SC proposé. Il est composé de trois composants faciles à déployer à partir de la fiche technique du fabricant : la résistance équivalente en série (R_{sc}), qui reflète la perte de chaleur, la résistance équivalente en parallèle (R_f), qui simule le courant de fuite et son influence à moyen et long terme sur la décharge du composant, et enfin (C_{sc}) la capacitance de la SC [13]. La tension de la supercapacité est caractérisée par l'équation

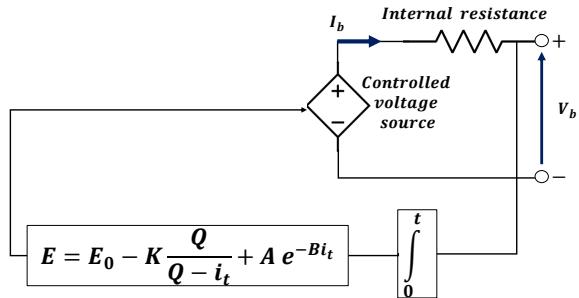


Fig. 4: Circuit équivalent d'un modèle Tremblay de batterie lithium-ion

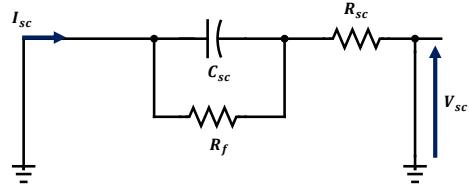


Fig. 5: Modèle électrique équivalent du supercondensateur

suivante [14] :

$$V_{sc} = I_{sc} \left(R_{sc} + \frac{1}{C_{sc}} \right) \quad (4)$$

V_{sc} and I_{sc} are the SC voltage and current respectively. Les paramètres des supercondensateurs étudiés sont répertoriés dans le tableau III de l'annexe.

III. COMMANDE ET STABILISATION DU BUS CONTINU

L'algorithme de gestion d'énergie utilisé dans ce travail est basé sur la stratégie « Partage fréquentiel ». Cette stratégie de partage fréquentiel de puissance se base sur la décomposition haute/basse fréquence du profil demandé. Ce type de partage impose aux supercondensateurs de prendre en charge les pics de puissance et affecte aux batteries les composantes basses fréquences [15]. La tension continue est contrôlée selon le principe décrit à la Figure 6. Le courant de référence du bus continu I_{HESS}^* est calculé par un régulateur PI, qui maintient la tension du bus continu V_{dc} à la tension de référence $V_{dc} = 200V$. Ensuite, le courant total I_{HESS}^* passe par un filtre passe-bas vers les batteries et les supercondensateurs. La partie correspondant aux basses fréquences est fournie par les batteries, tandis que la partie à haute fréquence est renvoyée aux supercondensateurs. Par conséquent, la valeur de la fréquence de coupure détermine la mission de chaque source [15]. Ces courants de référence I_{bat}^* et I_{sc}^* sont responsables de la stabilisation de la tension du bus CC, indépendamment de la puissance incertaine provenant de la source PV et de la charge. À tout moment, la somme des courants de référence, I_{bat}^* et I_{sc}^* , doit être égale à I_{HESS}^* comme suit :

$$I_{HESS}^* = I_{bat}^* + I_{sc}^* \quad (5)$$

Comme montre la Figure 2, la tension du bus continu (DC) est modélisée par l'équation suivante :

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = I_{bat_{dc}} + I_{sc_{dc}} + I_{pv_{dc}} - I_{load} \quad (6)$$

La fonction de transfert peut donc s'écrire par :

$$F(s) = \frac{1}{1 + \tau s} \quad (7)$$

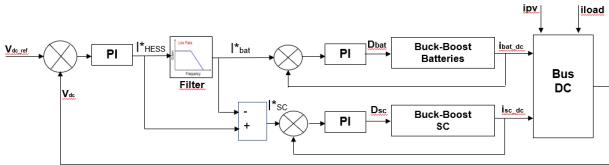


Fig. 6: Stratégie de contrôle du système de stockage d'énergie hybride

avec τ est la constante du temps de filtre.

IV. RÉSULTATS ET SIMULATIONS

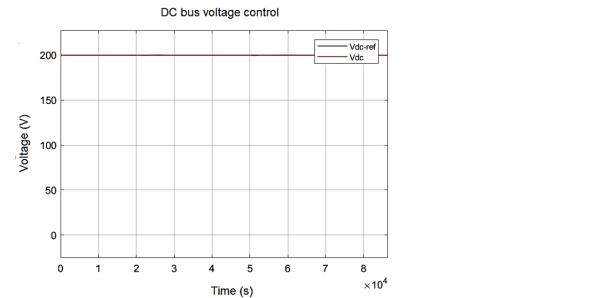
Les performances du schéma de commande de tous les régulateurs PI, des deux convertisseurs DC/DC et du filtre passe-bas permettant le partage de puissance sont modélisées avec le logiciel Matlab/Simulink. Tout d'abord, nous traitons les résultats de notre division de puissance en fréquence, puis nous modifions les constantes du filtre afin de comparer les tests de simulation avec différentes constantes de filtre $\tau = 200, 400, 1000, 2000$. Les paramètres K_p et K_i pour les deux régulateurs sont donnés dans le tableau IV de l'annexe.

A. Résultats de simulation de HESS avec des batteries et des supercondensateurs (SCs)

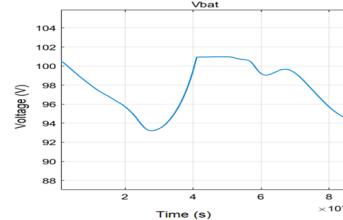
Les résultats de simulation sont obtenus sur une durée de $60 * 60 * 24$ secondes par jour. Dans cette simulation, la constante de filtrage est supposée être $\tau = 2000$ s. La constante de temps du filtre décrit la dynamique du filtre, dans notre cas, elle caractérise le partage de puissance entre les deux sources. Les formes d'onde des tensions de la batterie, des supercondensateurs et du bus de tension continue DC sont représentées sur la Figure 7. Nous remarquons que la tension du bus DC est maintenue constante à la valeur désirée durant le trajet considéré. Lorsque la demande d'énergie augmente, la tension de la batterie diminue légèrement. Les supercondensateurs, quant à eux, peuvent être chargés ou déchargés, mais leur tension est maintenue dans une plage de 70 V à 120 V. Les chronogrammes relatifs aux transferts de puissances sont présentés sur la Figure ?? ce qui permet d'interpréter le comportement des sources d'énergie et de vérifier le bilan de puissance de notre système hybride. Notons qu'une valeur positive de puissance implique que la source d'énergie est en phase de décharge et qu'une valeur négative représente la recharge de l'élément de stockage. Nous remarquons bien que l'équilibre de la puissance exprimé par l'équation (8) est toujours conservé pour les différents cas d'utilisation.

$$P_{load} = P_{pv} + P_{bat} + P_{sc} \quad (8)$$

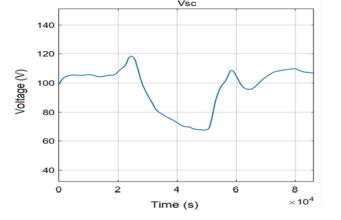
Comme prévu dans la stratégie de partage de puissance en fonction de la fréquence, la batterie ne fournit que des dynamiques de charge lentes, tandis que les SC (supercapacités) répondent aux demandes de puissance de pointe lorsque cela est possible. La figure 8 montre que lorsque l'ensoleillement est faible, la batterie démarre car le générateur photovoltaïque ne peut pas générer suffisamment de puissance. Pendant le pic de puissance, les supercondensateurs sont plus sollicités car ils fournissent la majeure partie de la puissance provenant de la source de stockage et permettent à la batterie de se décharger plus lentement. Les batteries réagissent lentement aux demandes lorsque les SC éliminent le courant de pointe sur les batteries. Dans ce cas, les SC fournissent plus de puissance que les batteries. Lorsque la



(a) réponse de la tension du bus continu



(b) réponse de la tension de la batterie



(c) Réponse de la tension du SC

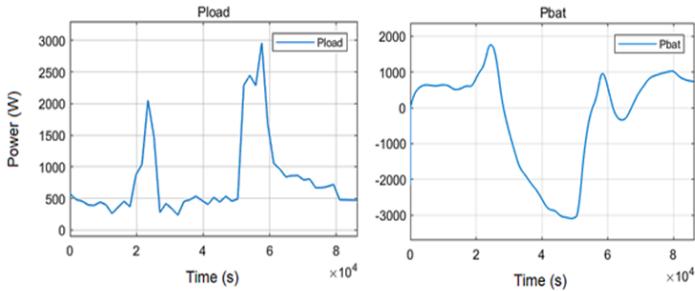
Fig. 7: Réponses des tensions

puissance absorbée par la charge est inférieure à la puissance fournie par les panneaux solaires, la différence de puissance est dirigée vers les batteries et les supercondensateurs.

Selon les résultats obtenus dans la figure 9, on peut observer que lorsque le supercondensateur est intégré au système de stockage d'énergie, le courant de la batterie est lissé et l'effet hybride améliore considérablement les performances de la batterie. En effet, le supercondensateur fournit une demande de courant élevée, ce qui ralentit la charge/décharge de la batterie et assure ainsi une meilleure autonomie du système.

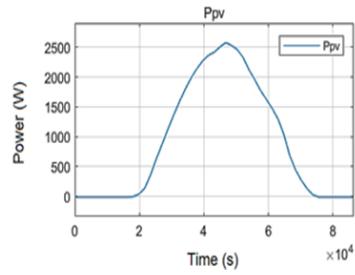
B. Influence de la constante de temps du filtre

La constante de temps τ du filtre caractérise le partage fréquentiel de puissance. Typiquement, un changement de cette valeur τ influe sur le comportement des sources, et par conséquent sur leurs performances. Dans cette partie, nous avons varié cette valeur pour voir l'impact de sa variation sur l'évolution des courants et des SoC des sources de stockage. La comparaison de quatre cas de simulation avec différentes valeurs de la constante de temps du filtre $\tau = 200, 400, 1000, 2000$ est présentée dans la figure 10. La figure 10a montre la comparaison de l'état de charge (SoC) de la batterie pour différentes valeurs de τ . Le SoC de la batterie augmente lorsque la constante de temps du filtre augmente. La figure 10b présente la comparaison du SoC des supercondensateurs pour différentes valeurs de τ . Le SoC diminue avec l'augmentation de la constante de temps du filtre. Une comparaison des courants des supercondensateurs et de la batterie pour différentes valeurs de τ est donnée dans la figure 11. Comme le montre la figure 11b, la consommation de la batterie diminue avec l'augmentation de la constante de temps du filtre. Dans la simulation du système pour $\tau = 200$ s, les supercondensateurs éliminent uniquement le courant de pointe, comme indiqué dans la figure 11a. Cependant, pour simuler le système avec $\tau = 2000$ s, les supercondensateurs éliminent le courant de pointe et assurent un courant de charge/décharge prolongé. En résumé, nous avons constaté que si nous augmentons la constante de temps, la contrainte sur le courant de la batterie diminue et, inversement, le courant des supercondensateurs est plus élevé, ce qui répond au besoin important en



(a) Puissance consommée par la charge

(b) Puissance de la batterie



(c) Puissance générée par le PV

(d) Puissance du supercondensateur

Fig. 8: Evolution des puissances sur une journée

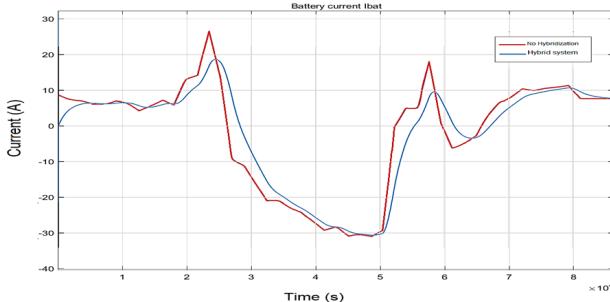


Fig. 9: Comparaison du courant de la batterie avec et sans hybridation du système de stockage

puissance de la charge.

V. CONCLUSIONS

Ce travail contribue à l'étude des systèmes de stockage hybrides associant des batteries lithium-ion et des supercondensateurs pour les systèmes photovoltaïques résidentiels. La complémentarité entre ces deux sources d'énergie peut améliorer les performances globales du système et permettre une meilleure utilisation du système de stockage hybride. La stratégie de gestion de puissance basée sur la stratégie de division de fréquence est utilisée pour la batterie, les supercondensateurs, la source d'énergie photovoltaïque et la charge. Cette stratégie de contrôle permet la répartition de la puissance entre les différents dispositifs et assure un lissage de puissance du côté de la batterie ainsi qu'un partage efficace de la puissance entre les systèmes de stockage. De plus, la comparaison du SoC des batteries avec différentes valeurs de constante de temps du filtre montre que l'intégration des supercondensateurs réduit la décharge de la batterie et élimine le courant de pointe. Dans les perspectives futures, nous proposons d'ajouter une couche d'optimisation basée

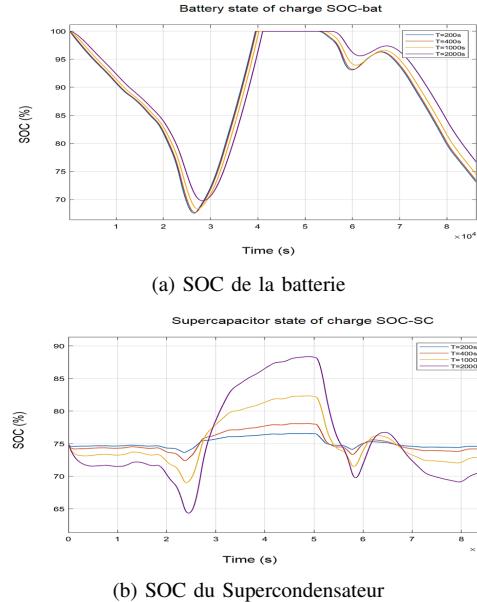


Fig. 10: Variation de l'état de charge (SoC) en fonction de la constante de temps du filtre

sur l'intelligence artificielle avancée afin d'améliorer les performances de notre système, notamment en minimisant les sollicitations en courant de la batterie.

APPENDIX

TABLE I: Paramètres du PV

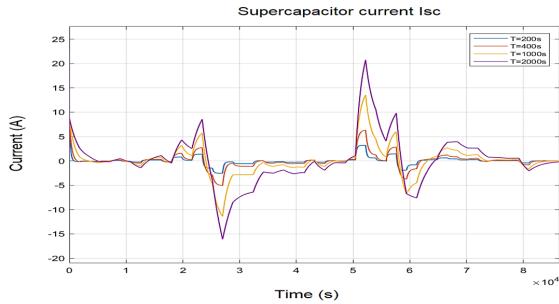
Paramètre	Valeur
I_{pv}	3.84A
V_{pv}	31.1V
W_c	275W
V_0	38.5V
N_s	4
N_p	3
R_s	0.31 Ω
R_p	1404.1 Ω
W_{pv}	275 W

TABLE II: Paramètres du modèle de batterie Li-Ion

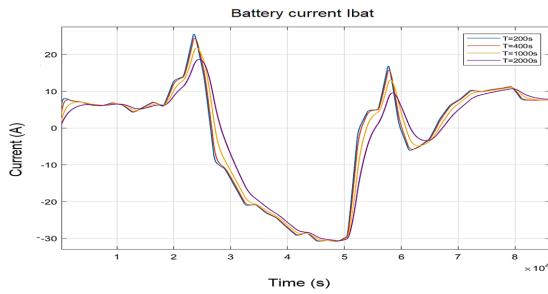
Paramètre	Valeur
E_0	3.73 V
R	0.019 Ω
K	0.00876 V/Ah
Q	50 Ah
Capacité d'une seule cellule	4.6 Ah
A	0.468 V
B	-0.76 Ah^{-1}
Tension nominale	48 V

REFERENCES

- [1] G. M. A. Delille, "Contribution du stockage à la gestion avancée des systèmes électriques: approches organisationnelles et technico-économiques dans les réseaux de distribution," Ph.D. dissertation, Ecole Centrale de Lille, 2010.



(a) Courant du supercondensateur



(b) Courant de la batterie

Fig. 11: Variation du courant en fonction de la constante de temps du filtre

TABLE III: Paramètres du supercondensateur MAXWELL

Paramètre	Valeur
Tension nominale	2.3 V
Capacité	2700 F
Volume	630.4 cm ³
Résistance série	0.85 mΩ
Courant de court-circuit	1800 A
$E_{sc\max}$	10.42 MWh
$E_{sc\min}$	18.05 MWh

TABLE IV: Valeurs des paramètres des régulateurs PI

Régulateur de la tension DC		Régulateur du courant dans la batterie		Régulateur du courant du supercondensateur	
K_p	K_i	K_p	K_i	K_p	K_i
0.1	0.6	0.01	0.001	0.1	0.2

pv cell using one-diode model," *International journal of scientific and research publications*, vol. 3, no. 10, pp. 1–4, 2013.

- [9] S. Wang, Y. Fan, D.-I. Stroe, C. Fernandez, C. Yu, W. Cao, and Z. Chen, "Chapter 2 - electrical equivalent circuit modeling," in *Battery System Modeling*, S. Wang, Y. Fan, D.-I. Stroe, C. Fernandez, C. Yu, W. Cao, and Z. Chen, Eds. Elsevier, 2021, pp. 47–94. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780323904728000081>
- [10] Pierre-haesig. (2011) Solar home 24-hour data. [Online]. Available: <https://github.com/pierre-haesig/solarhome-control-bench>
- [11] J. Tian, R. Xiong, and W. Shen, "A review on state of health estimation for lithium ion batteries in photovoltaic systems," *ETransportation*, vol. 2, p. 100028, 2019.
- [12] O. Tremblay, L.-A. Dessaint, and A.-I. Dekkiche, "A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles," in *2007 IEEE vehicle power and propulsion conference*. Ieee, 2007, pp. 284–289.
- [13] L. Zhang, X. Hu, Z. Wang, F. Sun, and D. G. Dorrell, "A review of supercapacitor modeling, estimation, and applications: A control/management perspective," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1868–1878, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117309292>
- [14] R. Sadoun, N. Rizoug, P. Bartholomeüs, B. Barbedette, and P. Le Moigne, "Optimal sizing of hybrid supply for electric vehicle using li-ion battery and supercapacitor," in *2011 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*. IEEE, 2011, pp. 1–8.
- [15] Z. Cabrane, D. Batool, J. Kim, and K. Yoo, "Design and simulation studies of battery-supercapacitor hybrid energy storage system for improved performances of traction system of solar vehicle," *Journal of Energy Storage*, vol. 32, p. 101943, 2020.

- [2] L. W. Chong, Y. W. Wong, R. K. Rajkumar, and D. Isa, "An optimal control strategy for standalone pv system with battery-supercapacitor hybrid energy storage system," *Journal of Power Sources*, vol. 331, pp. 553–565, 2016.
- [3] T. Khatib, I. A. Ibrahim, and A. Mohamed, "A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system," *Energy Conversion and Management*, vol. 120, pp. 430–448, 2016.
- [4] Q. Hassan, M. Jaszcuzur, A. M. Abdulateef, J. Abdulateef, A. Hasan, and A. Mohamad, "An analysis of photovoltaic/supercapacitor energy system for improving self-consumption and self-sufficiency," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 680–695, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721014591>
- [5] Z. Cabrane, J. Kim, K. Yoo, and M. Ouassaid, "Hess-based photovoltaic/batteries/supercapacitors: Energy management strategy and dc bus voltage stabilization," *Solar Energy*, vol. 216, pp. 551–563, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X21000645>
- [6] Y. Ghoulam, T. Pavot, L. Mamouri, T. Mesbahi, S. Durand, C. Lallemand, R. Kiefer, and E. Laroche, "Energy management strategy with adaptive cut-off frequency for hybrid energy storage system in electric vehicles," in *2022 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*. IEEE, 2022, pp. 1–6.
- [7] M. Castañeda, A. Cano, F. Jurado, H. Sánchez, and L. M. Fernández, "Sizing optimization, dynamic modeling and energy management strategies of a stand-alone pv/hydrogen/battery-based hybrid system," *International journal of hydrogen energy*, vol. 38, no. 10, pp. 3830–3845, 2013.
- [8] J. Bikanneria, S. P. Joshi, A. Joshi *et al.*, "Modeling and simulation of"