

Diagnostic de l'état de santé des batteries Lithium-ion pour les applications véhicules

Asmae EL MEJDOUBI¹, Hamid GUALOUS¹, Hicham CHAOUT², Jalal SABOR³

¹. NORMANDIE UNIV, UNICAEN, LUSAC, 14000 Caen, France

². IRES research group, Department of Electronics, Carleton University, Ottawa, ON, Canada

³. ENSAM, Université Moulay Ismail, Meknès, Maroc

RESUME - Cet article présente une technique d'estimation hybride de l'état de charge (SOC) et de l'état de santé (SOH) des batteries Lithium-ion en considérant la variation de température de surface. Cette approche est basée sur le filtre de Kalman pour l'estimation du SOC et sur l'observateur adaptatif pour l'estimation du SOH. La stratégie d'estimation en boucle fermée tient compte de la variation de température de surface. La stabilité du modèle est garantie en utilisant les critères au sens de Lyapunov. Afin de valider la méthode proposée, des essais expérimentaux ont été réalisés sous différentes conditions de température de fonctionnement et courants de décharge.

Mots-clés— *Filtre de Kalman, Observateur adaptatif, Stabilité Lyapunov, Etat de Santé, Etat de charge, Estimation des paramètres, Batteries Lithium-ion.*

1. INTRODUCTION

Les appareils électroniques d'aujourd'hui sont plus mobiles et plus écologiques que jamais. Les avancés de recherche sur les batteries alimentent cette progression dans une large gamme de produits, des outils électriques portables aux véhicules hybrides rechargeables en passant par les haut-parleurs sans fil. Au cours des dernières années, l'efficacité de la batterie s'est considérablement améliorée. La transformation perpétuelle des technologies des batteries Lithium-ion a incité à se familiariser avec la conception de systèmes de gestion des batteries (BMS) [1]-[3].

L'état de santé (SOH) et l'état de charge sont des aspects importants au niveau du fonctionnement des BMS, car ils reflètent la durée de vie restante du composant. Par conséquent, une mauvaise estimation de SOH entraîne une détérioration de la batterie et une réduction de sa durée de vie. Similaire à d'autres systèmes de stockage d'énergie, l'utilisation de la batterie génère des changements physiques et chimiques irréversibles et, par conséquent, ses performances tendent à se dégrader progressivement au cours de sa durée de vie. Plusieurs études ont présentées le vieillissement calendaire des batteries lithium-ion [4] - [7] et prouvent l'augmentation de la résistance interne et la diminution de la capacité durant le vieillissement. Ainsi, la définition de la fin de vie (EoL) de la batterie dépend de ces indicateurs de vieillissement. La limite est généralement fixée à 80% de la capacité nominale initiale. En outre, Dai Haifeng et al. [8] définissent une autre limite basée sur la résistance interne lorsqu'elle atteint 160% de sa

valeur initiale pour le même état de charge et la température de fonctionnement.

Cet article propose une technique d'estimation du SOH et du SOC pour les batteries lithium-ion en prenant en compte la variation de la température de surface de la batterie. La stratégie d'estimation proposée est basée sur le filtre de Kalman pour l'estimation du SOC et l'observateur adaptatif pour l'estimation du SOH. La suite de l'article est organisée comme suit : la 2^{ème} section présente le protocole de vieillissement et de caractérisation appliquée ainsi qu'une analyse des résultats expérimentaux. Le modèle de diagnostic proposé est présenté dans la section 3. Par la suite, les résultats du modèle de diagnostic sont traités et analysés dans la section 4. Et finalement, la section 5 présente la conclusion.

2. VIEILLISSEMENT DES BATTERIES LI-ION

2.1. Vieillissement calendaire des batteries

Le vieillissement calendaire des batteries Li-ion est souvent mentionné dans la littérature [5]. Les batteries sont mises sous des conditions données de température et de l'état de charge. Les batteries sont caractérisées périodiquement, soit en charge, soit en décharge suivant un protocole. Dans notre cas, le protocole appliqué consiste à caractériser la batterie. Puis, la batterie est placée à l'intérieur d'une chambre climatique pendant quelques jours où sa température est fixée à 60°C et le SOC de la batterie est fixé à une valeur constante 90%. Après quelques jours, la batterie est retirée de la chambre climatique et est caractérisée. On refait ce protocole jusqu'à atteindre les seuils de fin de vie de la batterie.

Dans cette étude, la batterie utilisée est une batterie Lithium-Fer-Phosphate (LiFePO₄), LFP020AHA (3.2V/20Ah).

2.2. Protocole de caractérisation

En utilisant le banc de test, Fig. 1, deux types de tests ont été effectués :

- Méthode de décharge en continu avec un courant constant ;
- Méthode de charge CCCV (Constant Current, Constant Voltage) pour établir la caractéristique OCV-SOC.

Afin d'avoir une base de données riche et complète, la batterie est caractérisée sous différentes conditions de température de fonctionnement (10°C, 20°C et 40°C) et de

courant de charge/décharge (6A, 10A et 20A). Au total, nous avons 9 conditions de test. Pour chaque couple de température et de courant de décharge, les expériences ont été effectuées comme suit : La batterie a été chargée en utilisant un courant constant jusqu'à la tension maximale de 3.65V, une tension constante de 3.65V est ensuite appliquée jusqu'à ce que le courant de la batterie atteigne 0.01A. La batterie est donc complètement chargée. Ensuite, en utilisant une décharge continue, un courant de décharge est appliqué jusqu'à ce que la tension atteigne 2,8V. En utilisant le procédé de décharge continue décrit précédemment, la tension V_b de la batterie est mesurée pour différentes conditions du SOC et la résistance interne de la batterie est calculée en utilisant l'équation définie par Haifeng et al. [8] :

$$R(SOC_i) = \frac{OCV(SOC_i) - V_b(SOC_i)}{I_b(SOC_i)} \quad (1)$$

Il est important de noter que ce protocole est répété pour différentes phases de vieillissement : 0 heures (cellule neuve), après 352 heures, 544 heures et après 650 heures.

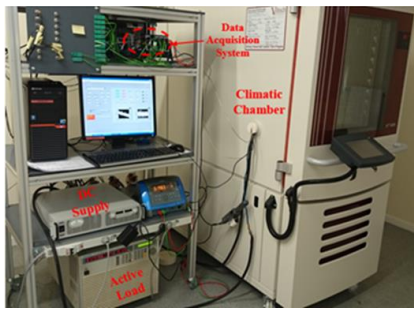


Fig. 1. Banc de caractérisation

2.3. Analyse expérimentale

2.3.1. Impact du courant de décharge

La décharge des batteries Lithium-ion se déroule en trois phases. La première phase est caractérisée par une chute rapide de la tension vers une valeur où celle-ci reste stable, une deuxième phase représentant un palier de tension avec une décroissance très lente et enfin une dernière phase caractérisée par une avalanche de la tension de l'accumulateur où il faut arrêter la décharge à la valeur minimale indiquée par le constructeur. La proportion de la longueur de ces phases est en fonction du courant de décharge, comme indiqué dans la Fig. 2.

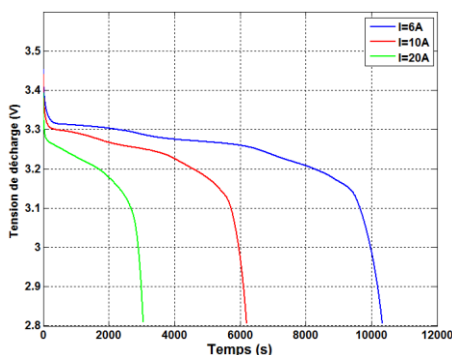


Fig. 2. Evolution de la tension de décharge pour différents courants de décharge

2.3.2. Impact de la température de fonctionnement

Afin d'évaluer l'impact de la température de fonctionnement sur l'évolution de la tension de décharge, nous avons représenté sur la Fig. 3 l'évolution de la décharge à l'aide d'un courant constant de 20A, pour différentes valeurs de températures.

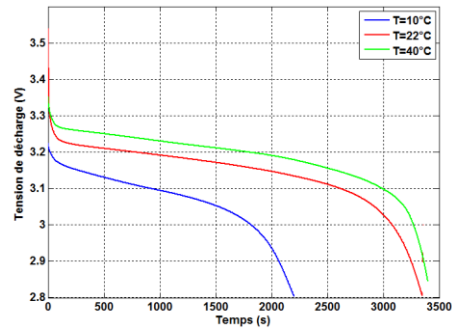


Fig. 3. Evolution de la tension de décharge à l'aide d'un courant constant de 20A pour différentes températures de caractérisation

Pour une température de fonctionnement élevée, la tension de décharge est plus élevée pour le même état de charge. Elle diminue lorsque la température est plus faible [9]. Ce résultat est lié à la diminution à la fois du coefficient de diffusion des ions de lithium et la conductivité électrique de l'électrolyte, une meilleure diffusion du lithium dans les matrices d'insertion (en plus d'une meilleure diffusion du Li^+ dans l'électrolyte), et un meilleur transfert de charge [9].

Afin d'étudier l'influence de la température de caractérisation en surface sur la caractéristique OCV-SOC, les mesures effectuées pour les trois valeurs de températures, présentées dans la Fig. 4, montre que l'OCV diminue avec la baisse de la température de caractérisation pour le même SOC.

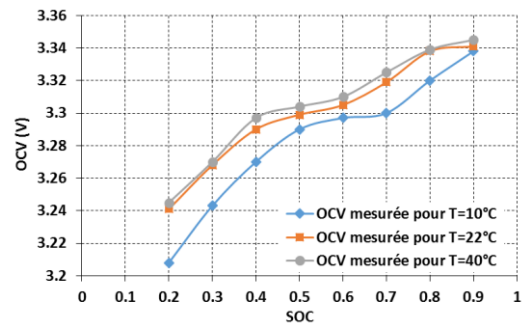


Fig. 4. Les caractéristiques OCV-SOC pour différentes températures de caractérisation

La variation entre les résultats obtenus sous 22°C et sous 40°C peut être considérée négligeable. Contrairement à la variation entre les résultats obtenus sous 22°C et sous de 10°C, on constate que la différence est importante, donc nous pouvons conclure que la faible température influence significativement la caractéristique OCV-SOC. La tension de circuit ouvert OCV est basée sur le coefficient d'entropie qui diminue avec la baisse de la température de caractérisation [7][10]. Il faut ajouter que la variation de l'OCV est due à l'hystérésis de la force électromotrice, et l'hystérésis est plus remarquable à des valeurs faibles du SOC [7].

Il convient de mentionner que l'électrolyte assure le lien entre les deux électrodes : la cathode et l'anode, présenté dans le modèle électrique par la résistance interne de la batterie. Ainsi, l'évolution de la résistance est une image des différents paramètres de l'électrolyte telle que la viscosité et la vitesse de réaction [7]. On remarque que pour la même température de

fonctionnement, la valeur de la résistance baisse quand le courant de décharge diminue. Sur la base du transfert de charge présentée par l'équation de Butler-Volmer, la vitesse de la réaction d'oxydo-réduction de l'électrolyte est une fonction du courant. Pour un courant de décharge élevé, la vitesse de réaction est plus importante et provoque une diminution de la résistance. En outre, la Fig. 5 montre que la résistance augmente quand la température de fonctionnement diminue, résultant de l'augmentation de la viscosité de l'électrolyte qui génère une diminution de la vitesse de la réaction redox [7].

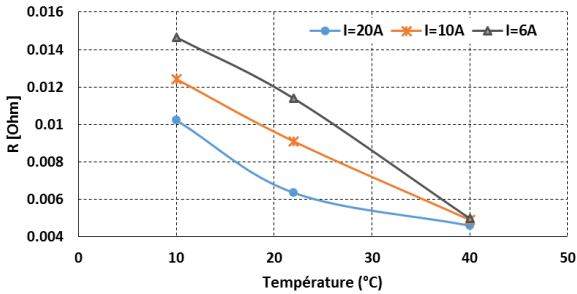


Fig. 5. Evolution de la résistance interne estimée en fonction de la température de fonctionnement pour différentes valeurs de courant de décharge

2.3.3. Impact du vieillissement

Le fonctionnement des batteries Lithium-ion repose sur le transfert d'ions Lithium entre les deux électrodes à travers un séparateur et un électrolyte. Ces ions s'insèrent dans l'électrode positive lors de la décharge et dans l'électrode négative lors de la charge. Le vieillissement des batteries se manifeste soit par une perte de capacité (en Ah) qui entraîne une diminution de la durée de charge et de décharge [5][10]. Aussi, la formation de la SEI consomme du lithium cyclable, elle est donc en partie également responsable de la perte de capacité, comme on remarque sur la Fig. 6.

En outre, la formation de la couche SEI reste un phénomène principal responsable du vieillissement des batteries. L'évolution de l'épaisseur de la couche SEI avec le vieillissement du composant est la source de l'augmentation de la résistance interne qui se manifeste par une diminution de la tension de décharge aux bornes de la batterie [7], comme le montre la Fig. 6.

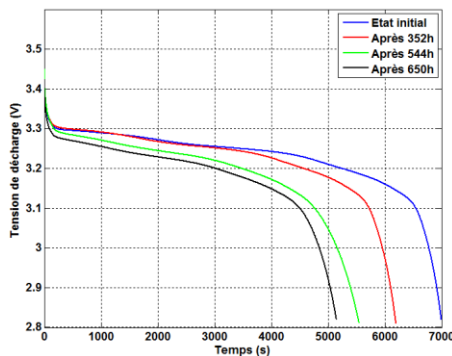


Fig. 6. Evolution de la tension de décharge obtenue sous 40°C et 10A pour différente phase de vieillissement

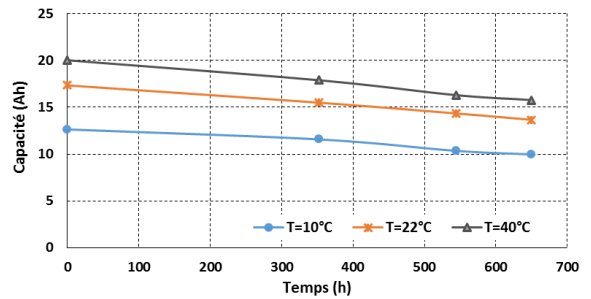
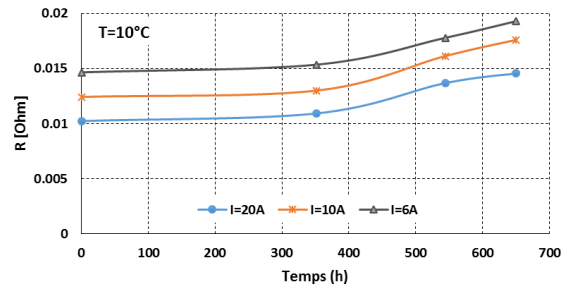


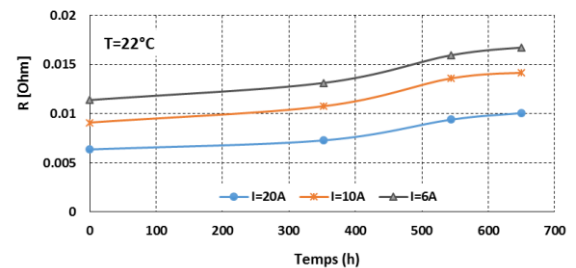
Fig. 7. Evolution de la capacité avec le vieillissement pour différentes températures de caractérisation

Les résultats expérimentaux pour l'évolution de la capacité de la batterie en fonction du temps de vieillissement pour la décharge complète après chaque phase du vieillissement calendaire, Fig. 7, montrent que la capacité diminue avec la baisse de la température de caractérisation.

Comme le montre la Fig. 8, la résistance augmente avec le vieillissement de la batterie pour toute valeur de température de fonctionnement ou du courant de décharge. Par conséquent, Cette augmentation est due à la création des nouvelles couches SEI avec le vieillissement de la batterie [7]. En effet, la température de fonctionnement et le courant de décharge influencent les paramètres de l'électrolyte et l'évolution de la résistance interne de la batterie. Comme nous ne pouvons pas dissocier les conditions de fonctionnement et les effets du vieillissement, l'augmentation de la résistance interne est due non seulement à la formation des nouvelles couches SEI, mais aussi indirectement, à la conductivité de l'électrolyte et sa diffusivité ionique [7].



(a)



(b)

Fig. 8. Evolution de la résistance interne en fonction du temps de vieillissement pour différentes températures de fonctionnement

3. DIAGNOSTIC DES BATTERIES LI-ION

3.1. Modèle des batteries

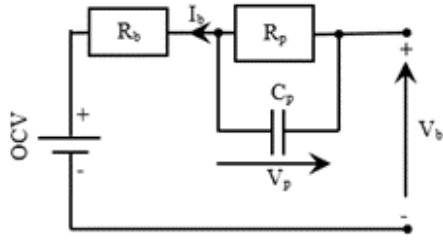


Fig. 9. Modèle équivalent de la caractéristique tension-courant

Le but de cette étude est d'estimer la tension du circuit ouvert (OCV), la résistance R_b interne et le SOC car ils sont directement liés au SOC et SOH de la batterie en se basant seulement sur les grandeurs mesurables, à savoir la tension aux bornes V_b , le courant de charge/décharge I_b et la température de surface de la batterie. Ainsi, nous avons choisi le modèle simplifié qui caractérise la réponse tension-courant avec un modèle mathématique dynamique facile à utiliser pour des finalités d'estimation et de diagnostic, comme il est présenté à la Fig. 9.

Ainsi le modèle mathématique est décrit par le système d'équations suivant :

$$\dot{V}_p = \frac{1}{R_p C_p} V_p - \frac{1}{C_p} I_b \quad (2)$$

$$V_b = OCV + V_p + R_b I_b \quad (3)$$

avec, OCV est la tension du circuit ouvert, V_b est la tension de la batterie, I_b est le courant de la batterie. V_p est la tension aux bornes du réseau $R_p C_p$, R_b est la résistance. La résistance interne de la batterie est définie comme la somme des deux résistances R_p et R_b . Dans cette étude, les paramètres du système sont supposés *a priori* inconnus et se caractérisent par une variation lente durant un cycle de charge/décharge, alors :

$$\begin{cases} \dot{OCV} \approx 0 \\ \dot{R}_b \approx \dot{R}_p \approx 0 \\ \dot{C}_p \approx 0 \end{cases} \quad (4)$$

3.2. Estimation en ligne des paramètres

Pour estimer en ligne le SOC et le SOH, un schéma d'estimation en boucle fermée est proposé dans la Fig. 10.

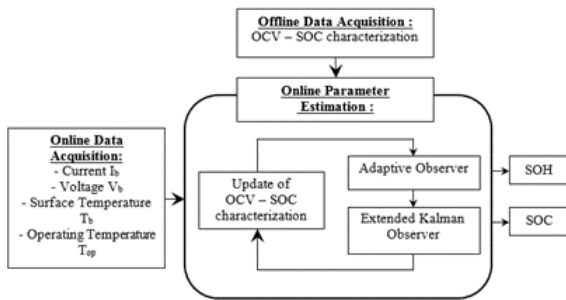


Fig. 10. L'algorithme d'estimation

3.2.1. Estimation du SOC

Dans notre algorithme, le but principal du filtre de Kalman étendu est l'estimation de la caractéristique OCV-SOC. Il est important de noter que le SOC est défini comme un

pourcentage de la capacité totale et il est utilisé pour refléter la performance de la batterie. Les paramètres à estimer par l'observateur sont :

$$\begin{cases} X_2 = [x_1 \ x_2 \ x_3]^T = [V_p \ OCV \ SOC]^T \\ u(t) = I_b(t) \\ Y(t) = V_b(t) \end{cases} \quad (5)$$

Pour l'estimation du SOC, la méthode la plus utilisée est 'Coulomb Counting' [8], défini par :

$$SOC(t) = SOC(t_0) + \int_{t_0}^t \frac{\eta \cdot I_b}{Q_n} d\tau \quad (6)$$

avec, $SOC(t_0)$ La valeur initiale du SOC

η Le coefficient de Coulomb

I_b Le courant de la batterie (Positif en charge en négatif en décharge).

Q_n La capacité réelle fournie par la batterie à une condition de vieillissement donnée.

En se basant sur l'équation (3), les hypothèses (4) et la définition SOC (6), la dérivation du vecteur d'état est donnée par :

$$\dot{X}_2 = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{x}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_p \\ OCV \\ SOC \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{R_p C_p} \cdot V_p - \frac{1}{C_p} I_b \\ 0 \\ \frac{\eta}{Q_n} \cdot I_b \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$= \begin{bmatrix} \frac{1}{R_p C_p} \cdot x_1 - \frac{1}{C_p} \cdot u \\ 0 \\ \frac{\eta}{Q_n} \cdot u \end{bmatrix}$$

3.2.2. Estimation du SOH

Considérant la dérivée de (3) et les hypothèses (4), le modèle de diagnostic peut être présenté par un modèle de régression :

$$\dot{V}_b = X_1^T \theta \quad (8)$$

Avec

$$\begin{cases} \theta = [\theta_1 \ \theta_2 \ \theta_3]^T = \left[R_b \ \frac{R_p + R_b}{R_p C_p} \ \frac{1}{R_p C_p} \right]^T \\ X_1 = \left[\frac{dI_b}{dt} \ -I_b \ V_b - OCV \right]^T \end{cases} \quad (9)$$

La loi d'estimation de la tension est définie par :

$$\dot{\hat{V}}_b = X_1^T \hat{\theta} + \lambda e = X_1^T \hat{\theta} + \lambda \cdot (V_b - \hat{V}_b) \quad (10)$$

Où λ est une constante positive. Samba et *al.* [9] prouvent expérimentalement que la température de surface T_b varie en fonction du courant de charge/décharge de la batterie. En outre, la variation de température de surface est le résultat des pertes par effet Joule dans la batterie dû au courant de charge/décharge qui influence la résistance interne de la batterie [9]. Samba et *al.* [9] montrent également que la température de surface latérale de la batterie est presque uniforme, sauf au milieu où la température maximale est mesurée. Par conséquent, cette remarque importante est prise en compte en plaçant le capteur de température de surface au milieu de la surface latérale de la batterie.

La résistance interne de la batterie est définie par [10]:

$$\begin{aligned} R(T_b) &= R(T_{op} + \Delta T) \\ &= R_{p1}(T_{op}) + R_{p2}(\Delta T) \\ &\quad + R_{b1}(T_{op}) + R_{b2}(\Delta T) \end{aligned} \quad (11)$$

Avec,

R_{p1} et R_{b1} : Composantes des résistances R_p et R_b , respectivement, résultant de la température de fonctionnement, R_{p2} et R_{b2} : Composantes des résistances R_p et R_b , respectivement, résultant de la variation de la température de surface.

Ainsi, en référence à (3) et (11), on a:

$$V_b(T_{op}) = OCV(T_{op}) + V_p(T_{op}) + R_{b1}(T_{op}) I_b \quad (12)$$

Ainsi, afin de considérer la variation de la température de surface dans l'estimation de la résistance, nous considérons un système non linéaire vérifiant le théorème suivant :

Théorème: La loi d'estimation (8) garantit la stabilité de l'estimation en boucle fermée avec la loi d'adaptation suivante:

$$\dot{\hat{\theta}} = \Gamma(\tilde{X}_1 + \Delta T \vartheta) e \quad (13)$$

avec $\Gamma = [\gamma_1 \ \gamma_2 \ \gamma_3]^T$ et γ_i est un gain d'adaptation positif et $\vartheta = [1 \ 1 \ 1]^T$

Preuve : Choisissons la fonction candidate de Lyapunov suivante :

$$V(e, \tilde{\theta}) = \frac{1}{2} e^2 + \frac{1}{2} \tilde{\theta}^T \Gamma^{-1} \tilde{\theta} \quad (14)$$

Tel que $\tilde{\theta} = \theta - \hat{\theta}$

La dérivée de la fonction candidate de Lyapunov nous donne :

$$\begin{aligned} \dot{V} &= \dot{e} e + \tilde{\theta}^T \Gamma^{-1} \dot{\tilde{\theta}} \\ &= (\tilde{X}_1^T \theta - \vartheta^T \tilde{\theta} \Delta T) e - \lambda e^2 \end{aligned} \quad (15)$$

En appliquant l'inégalité de Young, et avec $\Psi = \tilde{X}_1^T \theta - \vartheta^T \tilde{\theta} \Delta T$. et $\lambda = \frac{\alpha}{2} + \beta$,

$$\dot{V} \leq \frac{1}{2\alpha} \Psi^2 - \beta e^2 \quad (16)$$

Choisissons $\alpha > 0$ et $\beta > 0$ de telle sorte que $\dot{V} \leq 0$ garantit la stabilité du système à un voisinage de $e = 0$. Par conséquent, le système est stable au sens de Lyapunov. Le voisinage de $e = 0$ est une région définie par l'erreur d'approximation Ψ qui tend vers $\Psi \rightarrow 0$.

4. RESULTATS EXPERIMENTAUX

4.1. Estimation de la résistance

En utilisant le protocole de caractérisation déjà présenté, la Fig. 11 illustre l'évolution de la résistance pour les différents courants et les différentes températures de fonctionnement pour une batterie neuve, ainsi que la comparaison entre la résistance estimée et la résistance mesurée pour une température de fonctionnement de 40°C.

En comparant les résultats estimés et ceux mesurés pour l'état de charge entre 0,4 et 0,9, on constate que l'erreur relative est faible avec une valeur maximale atteint 15,92%. La Fig. 12 présente une comparaison entre la résistance estimée en tenant compte de la variation de la température de surface et la résistance estimée en négligeant la variation de température de surface pour une batterie déchargée en utilisant un profil de courant constant de 20A sous la température de fonctionnement de 40°C.

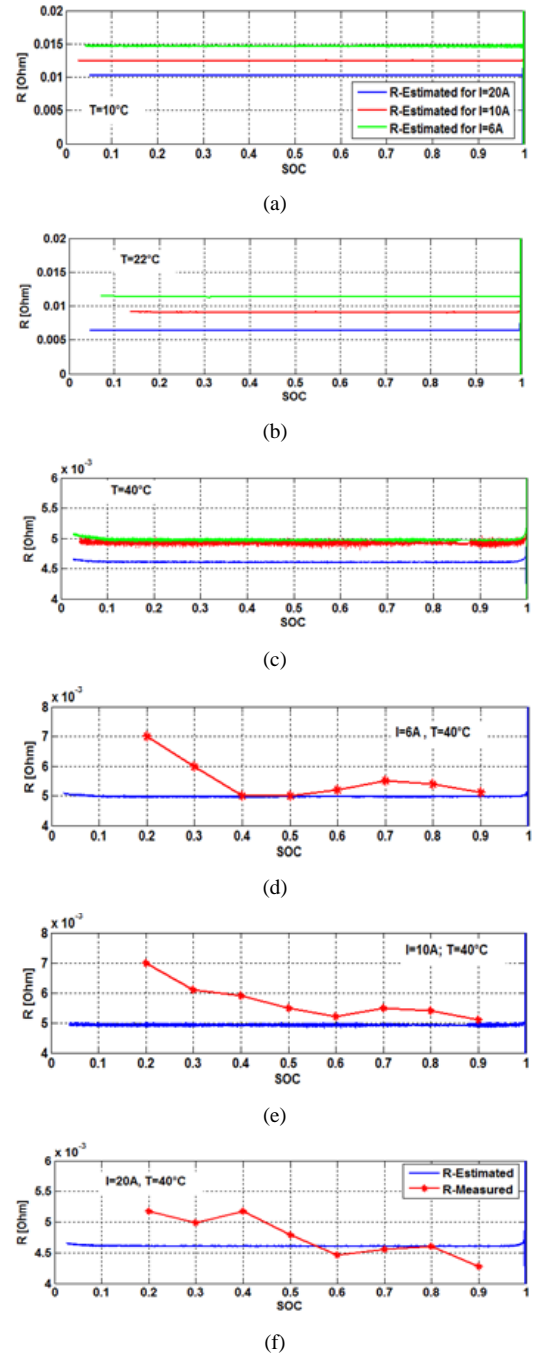


Fig. 11. Evolution de la résistance interne pour diverses températures de fonctionnement: (a) $T = 10^\circ \text{C}$, (b) $T = 22^\circ \text{C}$, (c) $T = 40^\circ \text{C}$, (d) Résistance estimée et mesurée à $T = 40^\circ \text{C}$ et $I = 6\text{A}$, (e) Résistance estimée et mesurée à $T = 40^\circ \text{C}$ et $I = 10\text{A}$, (f) Résistance estimée et mesurée à $T = 40^\circ \text{C}$ et $I = 20\text{A}$

Les résultats obtenus montrent que la résistance estimée en négligeant la variation de la température de surface est inférieure à la résistance estimée en considérant la variation de la température de surface. La différence entre les deux résistances correspondant à la composante de la résistance causée par la variation de la température de surface. Dans le cas de l'estimation en négligeant la variation de température de surface, l'erreur relative, atteint la valeur maximale de 20,19% par rapport à l'erreur relative maximale de 10,91% dans le cas d'estimation en considérant la variation de température de surface.

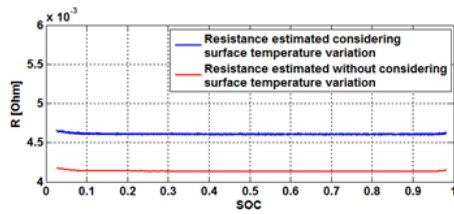
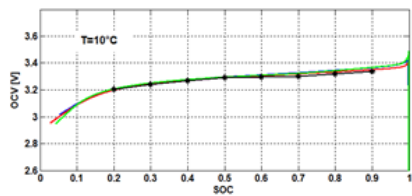


Fig. 12. Comparaison entre la résistance estimée en considérant la variation de la température de surface et en négligeant cette dernière

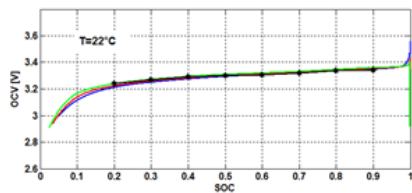
4.2. Estimation de l'état de charge

La Fig. 13 présente la caractéristique OCV-SOC pour différentes températures de fonctionnement avec une comparaison entre celles estimées et celles mesurées. En se référant aux études théoriques, le courant de décharge n'influence pas la caractéristique OCV-SOC. Par conséquent, pour tout courant de décharge appliqué, la caractéristique OCV-SOC est invariable dans les mêmes conditions de température. Ainsi, les résultats estimés confirment ces données théoriques, nous notons que la différence entre les caractéristiques OCV-SOC estimées correspondant à chaque courant de décharge est négligeable, pour les différentes températures de fonctionnement. En outre, et afin de valider l'algorithme d'estimation proposé, pour chaque température de fonctionnement, la comparaison entre les caractéristiques OCV-SOC mesurées et celles estimées montre une convergence importante entre les deux caractéristiques pour un SOC variant entre 20% et 90%. On note que l'erreur relative maximale obtenue est de 0.69%.

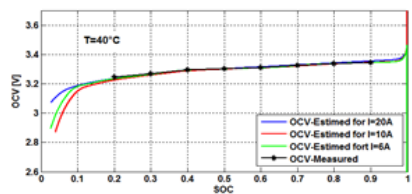
Afin de valider le SOC estimé, la Fig. 13.(d) montre une comparaison entre le SOC estimé et le SOC mesuré en utilisant la méthode 'Coulomb Counting' dans le cas d'une nouvelle cellule déchargée avec un courant constant de 20A sous 22°C. La valeur initial du SOC estimé est fixée à 80%.



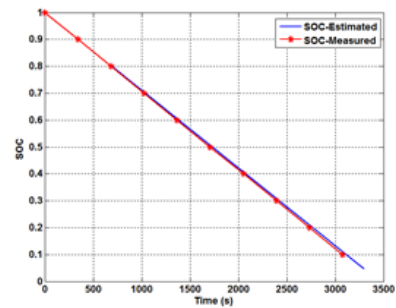
(a)



(b)



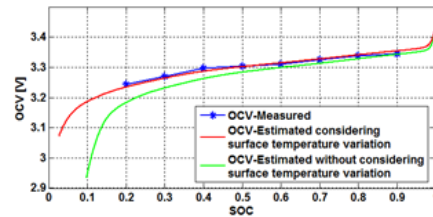
(c)



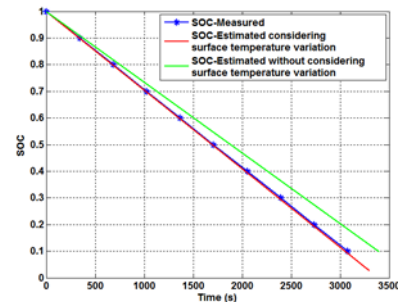
(d)

Fig. 13. Caractéristiques OCV-SOC pour une cellule neuve pour différentes températures de fonctionnement: (a) $T=10^{\circ}\text{C}$, (b) $T=22^{\circ}\text{C}$, (c) $T=40^{\circ}\text{C}$ et (d) Comparaison entre le SOC mesuré et le SOC estimé

Le même objectif qui consiste à évaluer l'impact de la variation de la température de surface sur l'OCV et le SOC estimés est discuté dans cette section. Fig. 14 présente une comparaison entre la valeur mesurée et des valeurs estimées avec et sans tenir compte de la variation de température de surface pour chacun des paramètres de la batterie déchargée en utilisant un profil de courant constant de 20A sous une température de fonctionnement de 40°C.



(a)



(b)

Fig. 14. Comparaison entre les paramètres mesurés et estimés avec et sans variation de la température de surface : (a) OCV, (b) SOC estimé

Dans le cas de l'estimation en négligeant la variation de la température de surface, l'erreur relative pour l'estimation de l'OCV atteint une valeur maximale de 1,8% par rapport à l'erreur relative maximale de 0,3% dans le cas d'estimation en considérant la variation de la température de surface. D'autre part, l'erreur relative maximale de l'estimation du SOC atteint 10,12%, sans tenir compte variation de la température de surface et de 0,93% avec la variation de température de surface.

5. CONCLUSION

Dans cet article, une méthode d'estimation du SOC et du SOH des batteries lithium-ion en ligne est présentée. La variation de la température de surface de la batterie est prise en compte pour l'estimation de la résistance interne. Le modèle de diagnostic en ligne proposé permet d'obtenir l'estimation du SOC et du SOH en temps réel. Il ne nécessite pas l'interruption

du fonctionnement du système contrairement à la caractérisation DC et aux méthodes de spectroscopie d'impédance EIS. Les résultats obtenus montrent une bonne concordance entre les mesures et les simulations.

REFERENCES

- [1] M.-Y. Kim, C.-H. Kim, J.-H. Kim, and G.-W. Moon, "A Chain Structure of Switched Capacitor for Improved Cell Balancing Speed of Lithium-Ion Batteries," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, no. 8, pp. 3989–3999, Aug. 2014.
- [2] A. Kuperman, U. Levy, J. Goren, A. Zafransky, and A. Savernin, "Battery Charger for Electric Vehicle Traction Battery Switch Station," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 12, pp. 5391–5399, Dec. 2013.
- [3] A. Ranjbar, A. Banaei, A. Khoobroo, and B. Fahimi, "Online Estimation of State of Charge in Li-Ion Batteries Using Impulse Response Concept," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 360–367, Mar. 2012.
- [4] S. Grolleau, A. Delaille, H. Gualous, P. Gyan, R. Revel, J. Bernard, E. Redondo-Iglesias, J. Peter, "Calendar aging of commercial graphite/LiFePO₄ cell – Predicting capacity fade under time dependent storage conditions", *Journal of Power Sources*, vol. 255, pp. 450-458, 2014.
- [5] V. Pop, H. J. Bergveld, P. P. L. Regtien, J. H. G. Op het Veld, D. Danilov, P. H. L. Notten, "Battery aging and its influence in the electromotive force", *Journal of Electrochemical Society*, vol. 154, pp. A744-A740, 2007.
- [6] S. Grolleau, A. Delaille, H. Gualous, "Predicting lithium-ion battery degradation for efficient design and management", in *proc. EVS27*, Barcelona, Nov. 2013, pp. 1-6.
- [7] J. Schmalstieg, S. Kabitz, M. Ecker, D. U. Sauer, "From accelerated aging tests to a lifetime prediction model: Analyzing lithium-ion batteries", in *proc. EVS27*, Barcelona, Nov. 2013, pp. 1-12.
- [8] Dai Haifeng, Wei Xuezhe, Sun Zechang, "A New SOH Prediction Concept for the Power Lithium-ion Battery Used on HEVs ", in *proc. Vehicle Power and Propulsion Conference VPPC'09*, 7-10 Sept. 2009, Dearborn.
- [9] A. Samba, N. Omar, H. Gualous, Y. Firouz, P.-V. d. Bossche, J.-V. Mierlo, B. Tala Ighil, "Development of an Advanced Two-Dimensional Thermal Model for Large size Lithium-ion Pouch Cells", *Electrochimica Acta*, vol. 117, pp. 246-254, 2014.
- [10] A. El Mejdoubi, A. Ouakaour, H. Chaoui, H. Gualous, J. Sabor, Y. Slamani "State-of-Charge and State-of-Health Lithium-ion Batteries Diagnosis According to Surface Temperature Variation" *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 63, no. 4, pp. 2391-2402, April 2016.