

# Modélisation en flux d'énergie d'une batterie Li-Ion en vue d'une optimisation technico économique d'un micro-réseau intelligent

David HERNANDEZ-TORRES, Xavier ROBOAM, Christophe TURPIN, Bruno SARENI

Université de Toulouse ; INP, UPS ; LAPLACE (Laboratoire Plasma et Conversion d'Energie) ; ENSEEIHT

2 rue Charles Camichel, F-31071 Toulouse, France.

CNRS ; LAPLACE ; F-31071 Toulouse, France.

**RESUME** – Dans cet article, un modèle de type flux d'énergie pour une batterie Li-Ion est présenté. Le modèle décrit permet de simuler une batterie Li-Ion d'un point de vue systémique. Le but de la modélisation présentée est de proposer une solution au problème de simulation avec des grands horizons d'étude (plusieurs années). L'approche proposée est basée sur l'élaboration de cartographies à partir du modèle dynamique de la batterie Li-Ion. Cette modélisation inclut aussi un modèle du vieillissement de la cellule, en considérant la dégradation de la capacité de la batterie au cours du temps. Le modèle global présenté permet d'obtenir un bon compromis entre la précision dans l'estimation de l'état de charge de la batterie et la vitesse de calcul de la simulation. L'originalité de l'approche consiste à calculer d'une façon précise et en un temps très réduit l'énergie effectivement chargée ou déchargée de la batterie.

**Mots-clés** – Modélisation systémique, batterie Li-Ion, cartographies, vieillissement.

## 1. INTRODUCTION

Le stockage d'énergie est un sujet d'actualité dans la problématique d'insertion des énergies renouvelables (EnR) à fortes intermittences dans les réseaux électriques. Dans un milieu insulaire, par exemple, le stockage d'énergie devrait permettre de franchir la limitation de 30% de puissance installée imposée par le gestionnaire du réseau à des installations avec une composante stochastique très importante, comme dans l'éolien ou le photovoltaïque.

Dans le contexte d'une démarche d'optimisation technico économique (pour un dimensionnement optimisé ou une gestion énergétique optimale) d'un système hybride EnR avec stockage, la modélisation des stockeurs devient un point clé. Cette modélisation devra répondre à un bon compromis entre la précision du calcul pour l'estimation de l'état de charge (SOC) et le coût en temps de calcul. Ce compromis doit être valable pour des grands horizons de temps d'étude (10 à 15 ans typiquement). Pour répondre à la problématique du temps de calcul, le pas d'échantillonnage du modèle de la batterie est choisi entre  $\Delta_t = 10$  min et 1 h pour notre étude. Cet article se focalise sur la batterie Li-Ion. Ce type de batterie est considéré comme une possibilité prometteuse pour le stockage d'énergie à grande échelle pour des applications stationnaires, en partie grâce à sa haute densité d'énergie et ses cycles de vie longs [1].

Il est possible de trouver dans la littérature quelques approches de modélisation de type systémique. Un premier niveau de modèle en flux d'énergie d'une batterie Li-Ion est présenté dans [2]. Cette modélisation est cependant limitée en précision à cause de la considération d'un rendement constant en charge et en décharge. Pour améliorer la précision, le passage à une représentation du comportement de la batterie en tension et en courant s'avère nécessaire. Dans [3], un modèle de batterie est présenté avec une analogie à un système hydraulique à deux

réservoirs. C'est notamment le modèle utilisé dans le logiciel HOMER. Cependant, ce modèle a été développé pour des batteries au plomb, et même si l'adaptation aux batteries Li-Ion a été faite, la notion de modèle « boîte noire » à l'intérieur du logiciel HOMER rend son utilisation difficile. Plusieurs modèles, dits « circuits équivalents de Thévenin », comme [4] ou [5], perdent beaucoup en précision pour l'estimation du SOC pour des valeurs trop élevées du pas d'échantillonnage. Même si dans certains cas, comme dans [6], une résistance interne en fonction du nombre de cycles est introduite pour modéliser la dégradation dans la performance de la batterie, le problème de précision avec des grandes valeurs du pas d'échantillonnage persiste. Les modèles dans [4–6] sont des modèles conçus pour une modélisation pseudo-dynamique. Dans [7], une solution à l'estimation du SOC est présentée en utilisant une version étendue du filtre de Kalman. Néanmoins, une identification paramétrique à partir de résultats expérimentaux et un manque de généralité posent un problème dans l'implémentation. Une solution intéressante consiste à cartographier le rendement de la batterie en fonction du SOC et de la puissance demandée, ceci est proposé dans [8]. Dans le présent article, cette approche est reprise, mais plutôt avec une cartographie du SOC final à chaque pas de temps en fonction du SOC initial et de la puissance demandée. Une correction de précision dans le calcul de l'énergie effectivement chargée ou déchargée de la batterie est introduite.

## 2. MÉTHODOLOGIE DE MODÉLISATION

La méthode de modélisation consiste à cartographier le SOC final en fonction du SOC initial ( $SOC_i$ ) et de la puissance demandée ( $P_{bat}$ ). Pour cela on utilise le modèle dynamique de la batterie de Tremblay et al [5]. Pour construire une cartographie, on définit d'abord le pas d'échantillonnage de la cartographie  $\Delta t_{carto}$  et la plage de variation des vecteurs des points initiaux  $SOC_i$  et  $P_{bat}$ . Pour chaque paire de valeurs  $\{SOC_i, P_{bat}\}$ , on lance une simulation pendant un temps  $t = \Delta t_{carto}$  avec le modèle dynamique de Tremblay et al [5], lui échantillonné à  $\Delta t = 1$  s. On suppose, pour chaque simulation, une demande de puissance constante  $\hat{P}_{bat}$  à être absorbée par la batterie. En suivant cette procédure, on obtient la cartographie pour le SOC final de la batterie présentée sur la Figure 1.

Dans cette démarche, un deuxième paramètre à cartographier est introduit. On considère le temps  $t_d$  au bout duquel la tension de la batterie  $V_{bat}$  en décharge arrive à la limitation minimale  $V_{min}$  (identiquement, on peut estimer ce même temps en mode de charge). Si  $t_d < \Delta t_{carto}$ , la tension de la batterie se décharge jusqu'à  $V_{min}$  avant le pas  $k + 1$ . A cet instant, le courant déchargé par la batterie devrait augmenter modifiant ainsi le bilan énergétique. Ceci est présenté sur la Figure 2. Dans ce cas, pour corriger le bilan énergétique, on propose de cartographier  $t_d$  en fonction du  $SOC_i$  et de  $\hat{P}_{bat}$ . Avec  $t_d$ , on peut estimer l'énergie

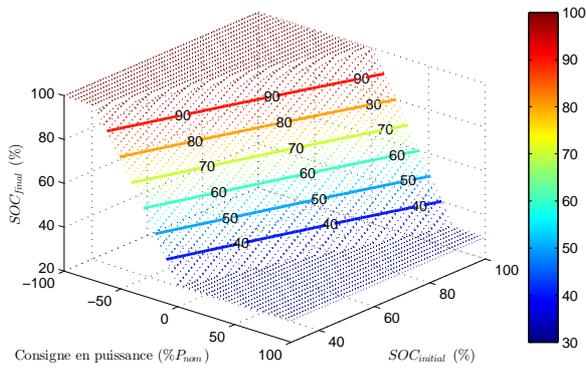


Fig. 1. Cartographie du SOC final pour le cas  $\Delta t_{carto} = 1h$

réellement fournie par la batterie avec :

$$E_{bat} = - \int_{t[k]}^{t_d} P_{bat} d\tau = -t_d P_{bat} \quad (1)$$

De cette manière, malgré l'échantillonnage lent ( $\Delta t_{carto}$  entre 10 min et 1 h), le bilan énergétique est corrigé. Pour élaborer les cartographies, on considère des limitations de la profondeur de décharge  $DOD_{max} = 60\%$  et un SOC compris entre  $SOC_{min} = 30\%$  et  $SOC_{max} = 90\%$ . La consigne en puissance est donnée comme un pourcentage de la puissance nominale d'une cellule, où  $P_{nom} = P_{charge_{max}}$ . On considère les données pour une cellule de la marque SAFT modèle VL41M. La cartographie pour le temps  $t_d$  est présentée sur la Figure 3.

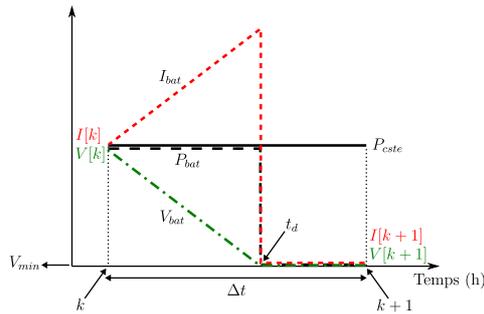


Fig. 2. Cas d'une décharge avec  $t_d < \Delta t_{carto}$

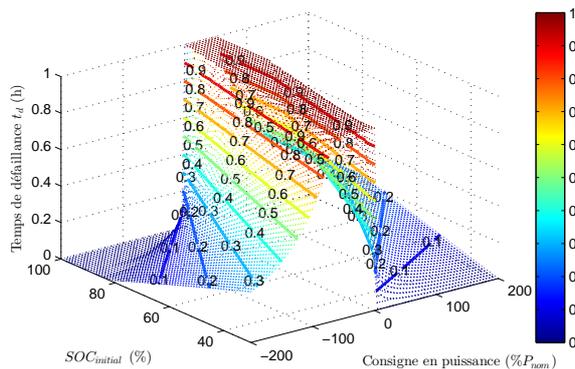


Fig. 3. Cartographie de  $t_d$  pour le cas  $\Delta t_{carto} = 1h$

Les cartographies présentées précédemment permettent d'estimer précisément le SOC et l'énergie effectivement chargée ou déchargée à chaque pas de temps. Pour compléter l'ensemble du modèle pour la batterie Li-Ion un modèle du vieillissement est aussi considéré. Le modèle de vieillissement est basé sur le comptage de cycles à l'aide d'un algorithme de rainflow, et le nombre maximal de cycles équivalents à 100% est obtenu à partir de la courbe *number of cycles to failure* donnée par le constructeur [2]. Une deuxième option de modélisation, à l'aide

de la méthode d'énergie échangée, permet d'estimer l'état de santé et la dégradation de la capacité de la batterie à chaque pas de temps [9].

### 3. VALIDATION DU MODÈLE

La validation du modèle par cartographies est faite par comparaison avec le modèle pseudo-dynamique de Tremblay et al. Une comparaison des états de charge est présentée sur la Figure 4. Avec le modèle proposé, on obtient une erreur relative inférieure à 0,2% pour le calcul de l'énergie effectivement chargée et déchargée pendant une semaine de simulation.

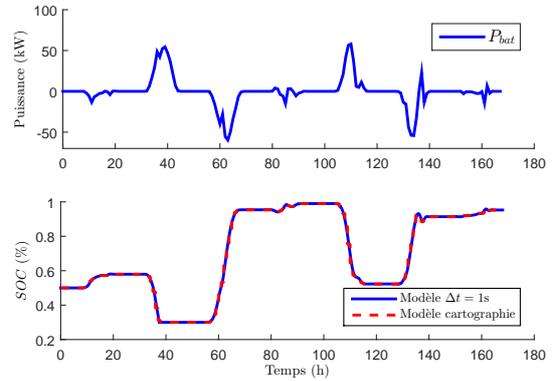


Fig. 4. SOC pour une semaine de production PV

### 4. CONCLUSIONS

Un modèle de type flux d'énergie pour la batterie Li-Ion est présenté. L'approche de modélisation proposée permet d'obtenir un bon compromis entre précision et temps de calcul en simulation numérique. Un traitement du vieillissement et de la dégradation de la capacité de la batterie est inclus dans la modélisation. Ce type de modèle permet une intégration aisée dans des boucles d'optimisation dans le cas, par exemple, d'un dimensionnement optimal d'un micro-réseau intelligent.

### 5. RÉFÉRENCES

- [1] L. Gao, S. Liu, , and R. Dougal, "Dynamic Lithium-Ion Battery Model for System Simulation," *IEEE Transactions on Components and Packaging Technologies*, vol. 25, no. 3, pp. 495–505, 2002.
- [2] C. Akli, B. Sareni, X. Roboam, and A. Jeunesse, "Integrated optimal design of a hybrid locomotive with multiobjective genetic algorithms," *Int. J. Appl. Electromagnet. Mech.*, vol. 4, pp. 151–162, 2009.
- [3] J. Manwell and J. McGowan, "Lead acid battery storage model for hybrid energy systems," *Solar Energy*, vol. 50, no. 5, pp. 399–405, 1993.
- [4] W. Waag, S. Kabitz, and D. U. Sauer, "Experimental investigation of the lithium-ion battery impedance characteristic at various conditions and aging states and its influence on the application," *Applied Energy*, vol. 102, pp. 885–897, 2013.
- [5] O. Tremblay and L.-A. Dessaint, "Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications," *World Electric Vehicle Journal*, vol. 3, 2009.
- [6] O. Erdinc, B. Vural, and M. Uzunoglu, "A dynamic lithium-ion battery model considering the effects of temperature and capacity fading," pp. 383–386, 2009.
- [7] C. Weng, J. Sun, and H. Peng, "A unified open-circuit-voltage model of lithium-ion batteries for state-of-charge estimation and state-of-health monitoring," *Journal of Power Sources*, vol. 258, pp. 228–237, 2014.
- [8] G. Souffran, L. Miegerville, and P. Guerin, "Simulation of Real-World Vehicle Missions Using a Stochastic Markov Model for Optimal Powertrain Sizing," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 61, no. 8, pp. 3454–3465, 2012.
- [9] R. Rigo-Mariani, B. Sareni, and X. Roboam, "A fast optimization strategy for power dispatching in a microgrid with storage," pp. 7902–7907, 2013-11-10.