



Modélisation thermique en vue du dimensionnement d'un pack batterie, avec prise en compte du couplage électro-thermique pour la caractérisation des pertes électriques

Nicolas Maurice René Damay, Guy Friedrich, Christophe Forgez

► To cite this version:

Nicolas Maurice René Damay, Guy Friedrich, Christophe Forgez. Modélisation thermique en vue du dimensionnement d'un pack batterie, avec prise en compte du couplage électro-thermique pour la caractérisation des pertes électriques. Symposium de Genie Electrique, Jun 2016, Grenoble, France. hal-01361630

HAL Id: hal-01361630

<https://hal.science/hal-01361630>

Submitted on 7 Sep 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Modélisation thermique en vue du dimensionnement d'un pack batterie, avec prise en compte du couplage électro-thermique pour la caractérisation des pertes électriques.

Nicolas DAMAY

Christophe FORGEZ

Guy FRIEDRICH

Sorbonne universités, Université de technologie de Compiègne

Laboratoire d'Electromécanique de Compiègne, EA 1006

Centre de recherche Royallieu, CS 60319, 60203 Compiègne cedex (France)

RESUME – Le dimensionnement thermique optimal d'un pack batterie permet de mieux maîtriser son vieillissement mais il est tributaire de la précision des modèles utilisés. Un modèle thermique de batterie est proposé dans cet article et l'accent est porté sur la caractérisation des pertes électriques. Il est montré comment le couplage électro-thermique peut affecter la dynamique électrique et une méthode de caractérisation tenant compte de ce couplage est proposée. La comparaison des simulations avec des mesures expérimentales démontre que l'erreur d'estimation des pertes électriques est fortement réduite à fort régime et à basse température.

Mots-clés – Pack batterie, modélisation thermique, caractérisation des pertes électriques, couplage électro-thermique.

1. INTRODUCTION

Cet article s'inscrit dans la problématique de la gestion de la batterie au sein d'un véhicule électrique [1, 2]. Plus particulièrement, la maîtrise de la température de fonctionnement est essentielle pour pouvoir garantir la durée de vie du pack batterie, car les principaux mécanismes de vieillissement sont accélérés à haute température [3, 4]. Afin de limiter les dégagements de chaleur et d'extraire les calories générées de manière efficace, il faut dimensionner la batterie et son système de refroidissement à l'aide d'un modèle thermique [5].

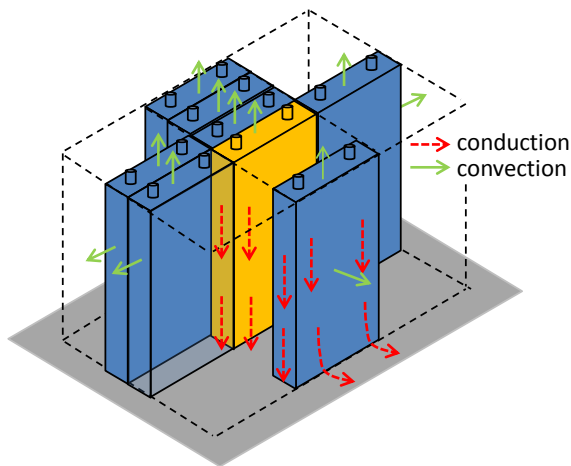


Fig. 1. Schéma d'un pack batterie composé de cellules prismatiques. Mise en évidence des différents échanges avec l'atmosphère interne et avec le fond du pack batterie (en gris), qui sont limités pour la cellule centrale (en jaune).

L'analyse d'un pack batterie composé de cellules prismatiques a permis d'établir que la modélisation de son élément central est suffisante pour permettre son dimensionnement thermique [6]. En effet, les cellules centrales peuvent être considérées comme étant à la même température, ce qui autorise une extraction des calories uniquement par le haut - par convection vers l'atmosphère interne du pack - ou par le bas - par conduction vers le fond du carter (Fig. 1).

Un modèle thermique d'une cellule prismatique $\text{LiFePO}_4/\text{graphite}$ d'environ 40 Ah a été développé au cours d'une précédente étude et il est rappelé au sein de la deuxième section de cet article [6]. Il s'agit d'un modèle à constantes localisées permettant d'obtenir les températures-clés d'une cellule tout en ne demandant qu'une puissance de calcul réduite [7].

Les sources de chaleur du modèle thermique font l'objet d'une modélisation spécifique, notamment pour les pertes électriques [8, 9]. Au total, ce sont trois modèles : thermique, électrique et de génération de chaleur qui sont couplés pour simuler le comportement thermique de la batterie (Fig. 2). Dans les troisième et quatrième sections, une attention particulière est portée sur la modélisation puis sur la caractérisation des pertes électriques. Le fort couplage entre les phénomènes électriques et thermiques est présenté, puis il est montré comment sa prise en compte peut permettre de déterminer les paramètres électriques de manière précise.

Les modèles couplés sont validés expérimentalement dans la cinquième section dans le cas d'une cellule isolée et dans celui d'une cellule fonctionnant au centre d'un pack batterie. Elles sont soumises à des profils permettant de tester les capacités des modèles à représenter tout type de roulage. Les bénéfices de la prise en compte du couplage électro-thermique durant la caractérisation sont mis en avant.

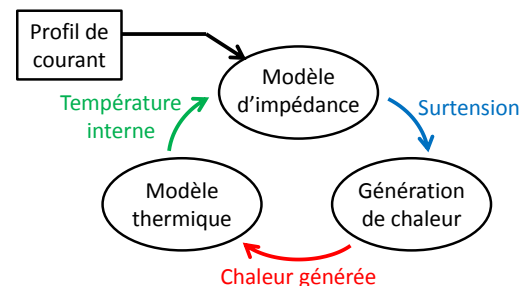


Fig. 2. Couplage entre les modèles thermique, électrique et de génération de chaleur.

2. MODÈLE THERMIQUE

Le modèle thermique utilisé dans cette étude est représenté sur la figure 3. Les composants thermiques associés au « cœur actif » ont été représentés en vert, ceux du boîtier aluminium en rouge et les échanges extérieurs à la cellule en bleu. Ces derniers dépendent de la façon dont est intégrée la cellule dans le pack batterie.

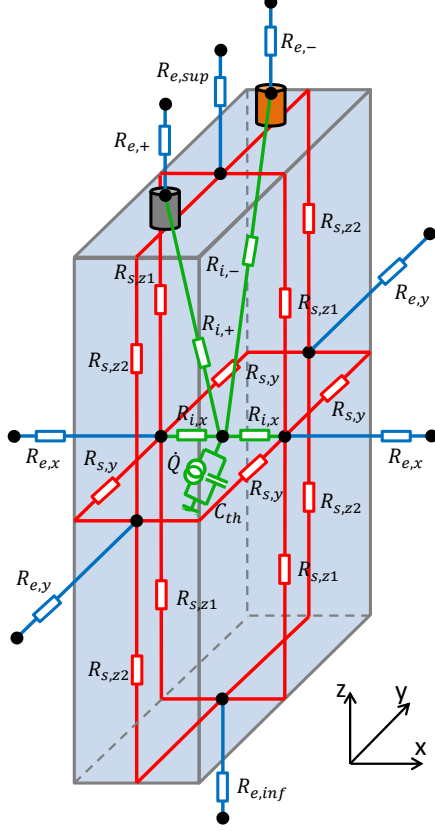


Fig. 3. Modèle thermique à constantes localisées d'une cellule prismatique.

La construction et la détermination des paramètres de ce modèle sont détaillées dans un précédent article [6]. Les valeurs des paramètres thermiques - obtenues à l'aide de méthodes analytiques et expérimentales - ont été rappelées dans le tableau 1.

	Valeur	Type
\dot{Q}	Variable	Modèle
C_{th}	1185 J.K^{-1}	Expérimental
$R_{i,x}$	1.9 K.W^{-1}	Analytique
$R_{i,+}$	5.0 K.W^{-1}	Analytique
$R_{i,-}$	5.5 K.W^{-1}	Analytique
$R_{s,y}$	3.1 K.W^{-1}	Analytique
$R_{s,z1}$	9.0 K.W^{-1}	Analytique
$R_{s,z2}$	37.1 K.W^{-1}	Analytique
$R_{e,x}$	141.4 K.W^{-1}	Analytique
$R_{e,y}$	441.9 K.W^{-1}	Analytique
$R_{e,sup}$	85.1 K.W^{-1}	Analytique
$R_{e,+/-}$	19.8 K.W^{-1}	Analytique
$R_{e,inf}$	2.0 K.W^{-1}	Expérimental

Tableau 1. Valeurs et méthodes de détermination des paramètres du modèle thermique.

Les sources de chaleur \dot{Q} ont été modélisées à l'aide de

l'équation (1) [10, 11]. Les pertes électriques sont calculées comme le produit du courant I par la surtension ΔU , cette dernière étant la différence entre la tension de la cellule U_{cell} et l'OCV U_{oc} (Open-Circuit Voltage). La chaleur entropique est le produit du courant I , de la température absolue T_K (en Kelvin) et de la variation de l'OCV avec la température $\partial U_{oc}/\partial T$.

$$\dot{Q} = I \Delta U + I T_K \frac{\partial U_{oc}}{\partial T} \quad (1)$$

Le terme $\partial U_{oc}/\partial T$ est proportionnel à la variation d'entropie (Fig. 4), dont la détermination peut être faite par des méthodes potentiométrique [12] ou calorimétrique [13, 14]. La surtension ΔU est quant à elle estimée à l'aide d'un modèle électrique présenté dans la section suivante.

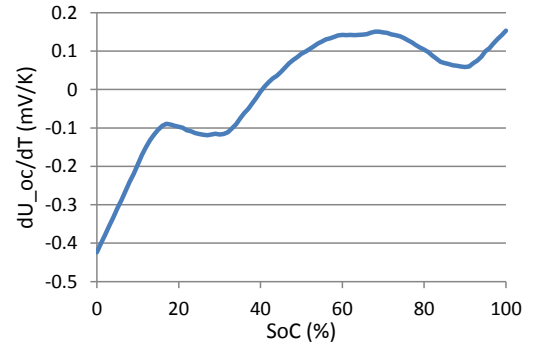


Fig. 4. Variation d'entropie de la cellule étudiée en fonction de l'état de charge (SoC : State of Charge).

3. MODÈLE POUR L'ESTIMATION DES PERTES ÉLECTRIQUES ET PARAMÈTRES DE DIFFUSION

Un circuit électrique équivalent a été utilisé pour représenter le comportement électrique de la batterie (Fig. 5) [15, 16]. Il s'agit d'un circuit de Randles modifié, où il est supposé que les phénomènes de diffusion et de transfert de charge ont des dynamiques suffisamment distinctes pour pouvoir être séparées [17]. Il est également supposé que la diffusion est de type limitée pour cette batterie, ce qui permet de la modéliser par une série de circuit RC parallèles [6]. Kuhn *et al.* [18] ont montré comment calculer les $R_{diff,p}$ et $C_{diff,p}$ à l'aide de deux paramètres k_1 et k_2 (Eq. 2).

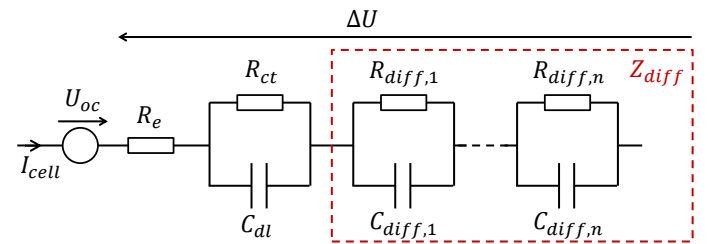


Fig. 5. Modèle électrique utilisé pour l'estimation des pertes électriques, avec approximation de l'impédance de diffusion limitée par une série de circuits RC parallèles.

$$R_{diff,p} = \frac{8 k_1}{\pi^2 (2p - 1)^2} \quad C_{diff,p} = \frac{k_1}{2 k_2^2} \quad (2)$$

$$\tau_{diff,p} = R_{diff,p} \times C_{diff,p} = \left(\frac{2 k_1}{k_2 \pi (2p - 1)} \right)^2$$

Cependant, les paramètres k_1 et k_2 ne sont pas simples à interpréter physiquement, c'est pourquoi deux nouveaux paramètres sont proposés ci-après. Il s'agit de la « résistance de diffusion », notée R_{diff} et de la « constante de temps de polarisation », notée τ_{diff} . R_{diff} correspond à la somme des $R_{diff,p}$ de la figure 5 et τ_{diff} , quant à lui, correspond à la constante de temps du circuit RC le plus lent, soit celui d'indice 1. Les équations (2) peuvent alors être adaptées pour obtenir les équations (3).

$$R_{diff,p} = \frac{R_{diff,1}}{(2p-1)^2} \quad \text{avec} \quad R_{diff,1} = \frac{R_{diff}}{\sum_{p=1}^n \frac{1}{(2p-1)^2}} \quad (3)$$

$$\tau_{diff,p} = \frac{\tau_{diff}}{(2p-1)^2} \quad C_{diff,p} = \frac{\tau_{diff}}{R_{diff,1}}$$

La figure 6 illustre la signification physique de ces deux paramètres dans le cas d'une réponse temporelle de Z_{diff} à un échelon de courant. La résistance de diffusion R_{diff} est ainsi représentative du comportement en régime pseudo-stationnaire. Quant à la constante de temps de polarisation τ_{diff} , elle est caractéristique du temps de réponse de l'impédance de diffusion limitée Z_{diff} à une sollicitation.

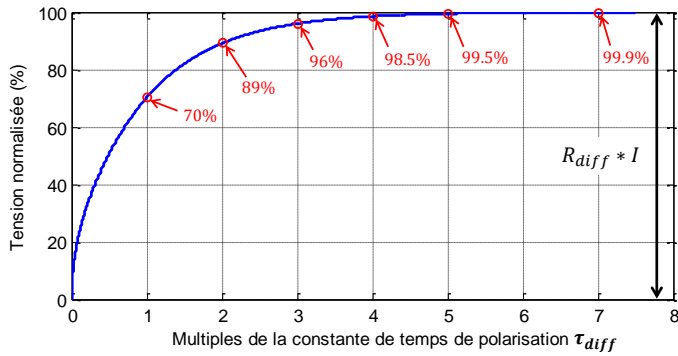


Fig. 6. Réponse temporelle théorique d'une impédance de diffusion limitée à un échelon de courant.

La réponse en tension de la figure 6 rappelle celle d'un circuit RC classique. La différence majeure réside dans la très rapide augmentation de la tension pour des temps très courts face à τ_{diff} . Ce comportement est reproduit grâce aux contributions des circuits RC d'indices supérieures à 1, dont les constantes de temps sont de plus en plus petites (Eq. 3). Ainsi, en réduisant le nombre n de circuits RC utilisés pour modéliser la diffusion limitée, la précision de simulation pour des temps courts sera réduite. Néanmoins, la dynamique principale ainsi que la tension atteinte en régime pseudo-stationnaire resteront inchangées.

Le modèle utilisé contient ainsi six paramètres à déterminer : l'OCV U_{oc} , les résistances d'électrolyte R_e , de transfert de charge R_{ct} et de diffusion R_{diff} , la capacité de double couche C_{dl} et la constante de temps de polarisation τ_{diff} . L'objet de la prochaine section est de détailler comment obtenir des tables de ces paramètres en fonction du SoC, du courant et de la température. Il y est aussi montré comment tenir compte des variations de SoC et de température durant la mesure.

4. CARACTÉRISATION TEMPORELLE D'IMPÉDANCE DE DIFFUSION LIMITÉE (CTIDL)

La méthode détaillée ci-après a été nommée « Caractérisation Temporelle d'Impédance de Diffusion Limitée (CTIDL) », car elle permet de mieux caractériser la dynamique du phénomène de diffusion limitée. Bien que l'accent soit mis sur Z_{diff} , la CTIDL permet aussi d'extraire les autres paramètres du modèle électrique.

La détermination des paramètres électriques est effectuée à partir de la réponse de la cellule à des créneaux de courant entrecoupés de pauses [19, 1]. Ces pauses permettent à la cellule de revenir à l'équilibre en température et en tension. Il est ainsi possible d'estimer l'OCV U_{oc} en début et en fin de créneau, puis d'extraire la surtension dont sont déduits les paramètres du modèle électrique. Les créneaux de courant successifs permettent de balayer l'ensemble de la plage de SoC de la cellule. En répétant cette opération en charge et en décharge - pour différents courants et différentes températures - des tables complètes de paramètres sont obtenues en fonction du SoC, du courant et de la température.

La durée des créneaux de courant doit être choisie de manière à ce que la cellule atteigne un régime pseudo-stationnaire (où il n'y a plus de variations de tensions dues à la dynamique électrique), ce qui peut nécessiter des essais préliminaires. Ainsi, la précision de détermination de la résistance de diffusion R_{diff} sera maximale (Fig. 6) et la qualité des simulations pour de longues sollicitations sera améliorée (ex : profil autoroutier). Cette durée optimale des créneaux est notée t_{ps} et elle doit être au moins égale à $3 \times \tau_{diff}$.

4.1. Evolution de l'état de la cellule durant la mesure

Les paramètres électriques sont tous supposés dépendre du courant, du SoC et de la température [20, 21]. Ainsi, si le SoC ou la température varient significativement durant un créneau, cela peut entraîner une modification des paramètres électriques recherchés (Fig. 7).

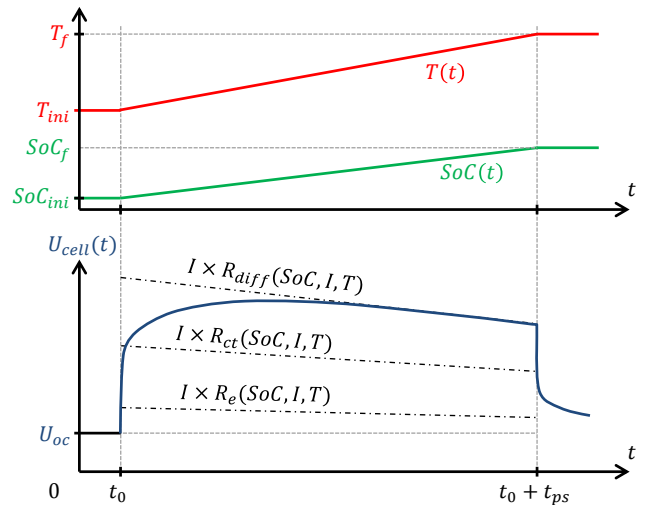


Fig. 7. Réponse en tension schématique d'une cellule à un créneau de courant, avec évolution du SoC et de la température. Mise en avant des variations des résistances durant le créneau.

Toutes ces variations au cours du temps compliquent la détermination de valeurs uniques de paramètres à des températures et à des SoC donnés. Afin d'obtenir des tables de paramètres précises, il faut lever ces incertitudes. L'objet de la section suivante est de détailler une méthode permettant à la fois d'extraire des valeurs précises de paramètres électriques et de leur associer des états physiques cohérents.

4.2. Extraction des paramètres et états associés

Afin d'associer des valeurs de paramètres uniques à des états physiques uniques, la CTIDL considère que chaque paramètre est déterminé à un instant précis de la réponse au créneau de courant. La figure 8 permet d'illustrer cette démarche.

Les paramètres R_e , R_{ct} , C_{dl} sont déterminés en début de créneau. Il est donc supposé qu'ils sont associés à l'état de charge initial SoC_{ini} et à la température initiale T_{ini} de la cellule.

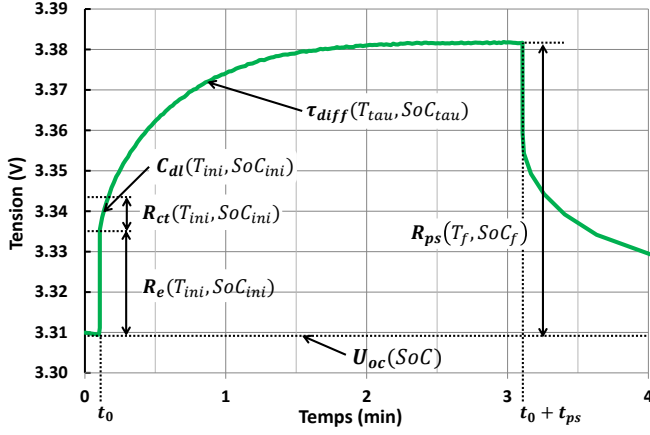


Fig. 8. Détermination des paramètres électriques et de leurs états physiques associés à partir de la réponse en tension à un créneau de courant de charge.

En supposant que la durée t_{ps} du créneau est suffisamment longue pour que la cellule atteigne son régime pseudo-stationnaire, alors la tension atteinte en fin de créneau correspond au produit du courant par un terme appelé « résistance pseudo-stationnaire ». Ce terme est noté R_{ps} et il correspond à la somme des résistances du modèle électrique (Eq. 4). R_{ps} étant déterminé à la fin du créneau, il est associé à l'état physique final de la cellule, soit (SoC_f, T_f) .

$$R_{ps}(SoC, T) = R_e(SoC, T) + R_{ct}(SoC, T) + R_{diff}(SoC, T) \quad (4)$$

La constante de temps de polarisation τ_{diff} est plus délicate à obtenir, car elle n'est pas déterminée à un instant précis mais sur un intervalle de temps. La précision de sa détermination est donc réduite lorsque la réponse en tension est déformée comme sur la figure 7. Afin de simplifier le problème, la constante de temps est associée à un état physique unique (SoC_{tau}, T_{tau}) . Il est supposé que l'instant le plus réaliste est à $t_{tau} = t_0 + \tau_{diff}$ avec t_0 le début du créneau.

La détermination des valeurs SoC_{tau} et SoC_f se fait de manière classique par comptage coulométrique [22]. Quant aux valeurs de T_{tau} et T_f , elles peuvent être obtenues à l'aide d'une version simplifiée du modèle thermique. Sachant que la cellule est à l'équilibre thermique avant le début de créneau et en supposant que les créneaux de courant ont une durée très courte par rapport à la constante de temps thermique (qui est de l'ordre de l'heure), la cellule peut être considérée comme fonctionnant de manière adiabatique. Dans ce cas, T_{ini} est supposée être la température de l'enceinte climatique et l'évolution de la température $T(t)$ au cours du créneau peut être estimée grâce aux relations suivantes :

$$\begin{aligned} T(t) - T_{ini} &= \frac{1}{C_{th}} \int_{t_0}^t \dot{Q} dt \\ &= \frac{1}{C_{th}} \left(\int_{t_0}^t I \Delta U + I T_K \frac{\partial U_{oc}}{\partial T} dt \right) \\ &= \frac{I}{C_{th}} \left(\int_{t_0}^t \Delta U dt + \int_{t_0}^t T_K \frac{\partial U_{oc}}{\partial T} dt \right) \end{aligned} \quad (5)$$

C_{th} correspond à la capacité thermique de la cellule. L'intégrale de la chaleur entropique est calculée à l'aide de la table représentée sur la figure 4 en supposant que la température absolue T_K est constante durant le créneau et qu'elle vaut $T_{ini} + 273$.

Les pertes électriques sont extraites de la réponse en tension de la cellule.

Grâce à la CTIDL, il est donc possible d'extraire les paramètres du modèle électrique et de tenir compte du fort couplage électro-thermique en leur associant un état physique réaliste. Un exemple est présenté sur la figure 9 : il s'agit des valeurs de résistances pseudo-stationnaire extraites en décharge puis charge à 1C, 15 °C. Les valeurs de R_{ps} sont exprimées en fonction de l'état de charge exprimé en Ah, avec leurs températures associées T_f .

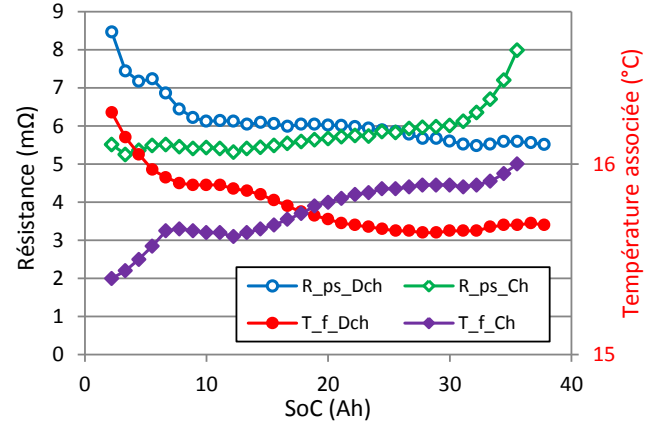


Fig. 9. Valeurs de résistance pseudo-stationnaire obtenues en décharge, puis en charge à 1C dans une enceinte à 15 °C, avec leurs températures associées.

R_{ps} vaut entre 5.5 et 6 mΩ sur une majorité de la plage de SoC de la cellule et elle augmente significativement en fin de charge et en fin de décharge. Au vu des évolutions des autres paramètres (non représentés ici), cette dépendance au SoC provient essentiellement de la résistance de diffusion R_{diff} . Comme attendu, les températures associées suivent la même tendance, puisqu'une résistance plus importante entraîne d'avantage de pertes électriques durant la caractérisation. Les T_f sont de 0.4 à 1.3 °C supérieurs aux 15 °C de l'enceinte climatique dans ce cas. Cette augmentation de température est d'autant plus grande que le régime est élevé et que la température est basse. Elle devient particulièrement importante dans les plages de fonctionnement limites de la batterie.

Les résultats obtenus à 1C, 15 °C, pour la constante de temps de polarisation ont été représentés sur la figure 10 en fonction du SoC exprimé en Ah. La majorité des valeurs de τ_{diff} est comprise entre 20 et 30 s, sans qu'il y ait de tendance nette. Au vu des résultats à différents points de fonctionnement, il semblerait que le paramètre proposé τ_{diff} soit indépendant de l'état de charge. Cela ouvre des perspectives de simplification des tables de paramètres, ce qui permettrait d'accélérer les simulations. Quant aux températures associées T_{tau} , elles ne sont que de 0.1 à 0.3 °C supérieurs aux 15 °C de l'enceinte climatique, ce qui reste faible.

Il faut noter que la valeur de la résistance de diffusion R_{diff} ne peut pas être obtenue directement par l'équation (4), car les valeurs de R_{ps} , R_e et R_{ct} sont généralement associées à des états physiques différents. De plus, les variations de SoC et de température de la cellule durant la caractérisation dépendent du point de fonctionnement, ce qui empêche d'intégrer directement les valeurs des paramètres dans une table ayant un quadrillage pré-établi en SoC, courant et température.

Il est donc nécessaire d'exprimer tous les paramètres à des valeurs de SoC et de température identiques pour pouvoir les exploiter, ce qui nécessite un ré-échantillonnage.

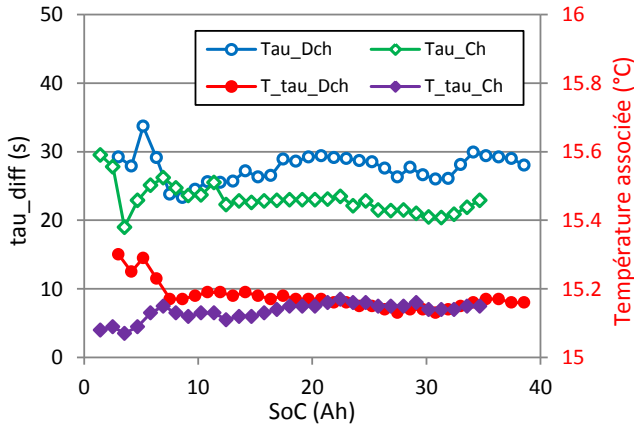


Fig. 10. Valeurs de constante de temps de polarisation obtenues en décharge, puis en charge à 1C dans une enceinte à 15 °C, avec leurs températures associées.

4.3. Ré-échantillonnage des paramètres en SoC et en température

Les dépendances en température et en SoC des paramètres sont considérées comme *a priori* inconnues, il n'est donc pas trivial de déterminer comment les ré-échantillonner sans les altérer. Dans cette étude, il est supposé que la température associée à un paramètre ne varie pas significativement d'un créneau de courant à l'autre, ce qui implique que les variations d'un paramètre sont uniquement dues aux variations de SoC. Il est alors possible d'utiliser une interpolation linéaire pour obtenir les valeurs des paramètres aux valeurs de SoC désirées. En parallèle de cela, il faut aussi prendre soin de déterminer les températures associées à ces nouvelles valeurs de paramètres.

L'augmentation de la température pendant un créneau est proportionnelle à la génération de chaleur (Eq. 5). Pour rappel, cette dernière est composée essentiellement de la chaleur entropique et des pertes électriques. Ces deux termes sont supposés varier linéairement avec le SoC entre deux créneaux. De ce fait, la température associée peut être interpolée linéairement en SoC, de la même manière que les paramètres électriques.

Les caractérisations réalisées à basse température ou à fort courant ne permettent généralement pas d'effectuer des mesures à des SoC proches de 0% ou 100%, car les valeurs limites en tension sont atteintes avant. Dans ces situations, il peut être nécessaire d'utiliser des extrapolations linéaires pour disposer de valeurs sur l'ensemble de la plage de SoC des futures tables de paramètres.

Une fois ce ré-échantillonnage en SoC effectué, il est possible d'exprimer tous les paramètres (et les températures associées) pour des valeurs de SoC et de courant identiques. Il ne reste alors qu'à ré-échantillonner les paramètres en température. La figure 11 illustre ce ré-échantillonnage pour la résistance pseudo-stationnaire de la cellule étudiée, considérée à 50% de SoC et en décharge à 2C. Les mesures ont été réalisées dans une enceinte climatique réglée successivement à 5 °C, 15 °C, 25 °C et 45 °C.

La température associée est généralement plus élevée que celle de l'enceinte. Dans le cas de la mesure en enceinte à 5 °C, la température associée est de 11 °C pour une valeur de R_{ps} mesurée à 6,4 mΩ. Après ré-échantillonnage, R_{ps} est estimé à 8,1 mΩ, soit 27% d'augmentation. Cette différence aurait fortement altéré la qualité des simulations si elle n'avait pas été corrigée par la méthode proposée.

Après ces ré-échantillonnages en SoC, puis en température, les paramètres sont tous exprimés dans des tables selon les mêmes valeurs de SoC, de courant et de température. La table de résistance de diffusion R_{diff} peut être enfin obtenue grâce à la relation (4). Une fois ces tables de paramètres intégrées au

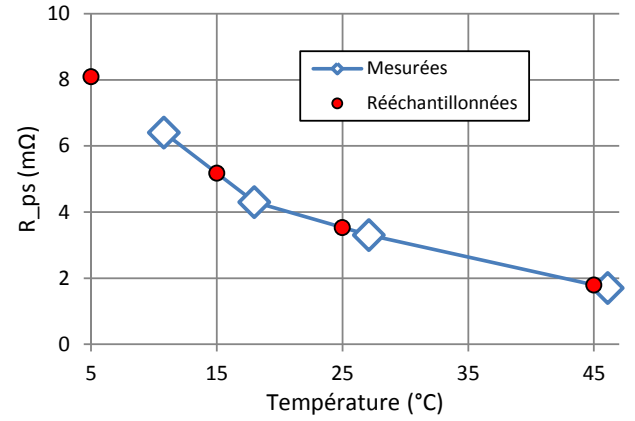


Fig. 11. Valeurs de résistance pseudo-stationnaire R_{ps} mesurées en fonction de leurs températures associées et valeurs de R_{ps} ré-échantillonnées.

modèle électrique, ce dernier peut être couplé au modèle thermique présenté dans la section 2 pour simuler le comportement du pack batterie pour un dimensionnement et un profil donnés.

5. VALIDATION EXPÉRIMENTALE

Afin de valider les modèles développés ci-avant, ainsi que leur couplage, un essai a été réalisé sur une cellule dans des conditions approchant celles du centre d'un pack batterie (Fig. 12). Des plaques de mousse de polyuréthane ont été placées sur les faces latérales, les câbles d'alimentation ont été entourés de mousse de caoutchouc sur 1 m et la face supérieure et la connectique de la cellule ont été enveloppées de laine de verre. La face inférieure est posée sur un support thermorégulé avec un gel thermique qui permet d'améliorer le contact thermique.

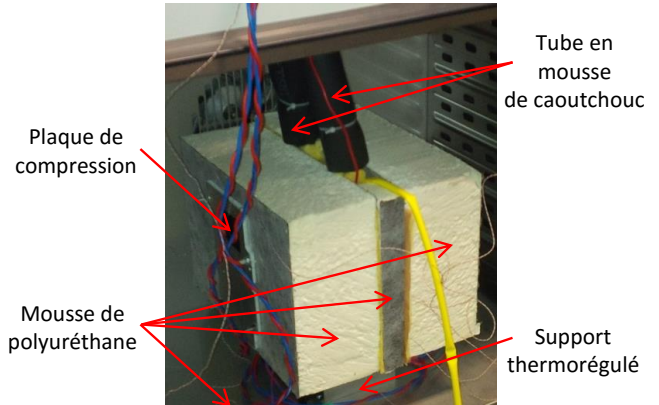


Fig. 12. Montage expérimental sur cellule approchant les conditions au centre d'un pack.

La cellule a été connectée à un Digatron (BTS 600) qui a servi de source de courant, ainsi que de mesure de courant et de tension (précision de 0,1 % sur une pleine échelle de ± 100 A ± 20 V). Le support thermorégulé a été réglé à 5 °C et l'air ambiant a été régulé à 26 °C à l'aide d'un climatiseur. Après que la cellule ait atteint son équilibre thermique, elle a été soumise au protocole suivant :

- complètement déchargée à 2C (environ 30 min) ;
- laissée au repos pendant 30 min ;
- complètement rechargée à C/2 par le protocole CCCV (environ 2 h) ;
- laissée au repos pendant 1 h.

Le même essai a été simulé à l'aide des modèles thermiques et électriques couplés comme l'illustre la figure 2. A chaque pas de calcul, la surtension a été déterminée par le modèle électrique

en lui injectant le profil de courant et la température prédite par le modèle thermique. Les pertes électriques et la chaleur entropique ont ensuite été calculées à l'aide de l'équation (1) avant d'être utilisées par le modèle thermique pour prédire la température à l'instant suivant.

Les pertes électriques ont été reportées sur la figure 13 (en bleu). A titre de comparaison, les pertes estimées en comparant une mesure de tension et une estimation de l'OCV ont été ajoutées sur le graphe (en rouge), ainsi que la simulation de la chaleur générée totale, combinant pertes électriques et chaleur entropique.

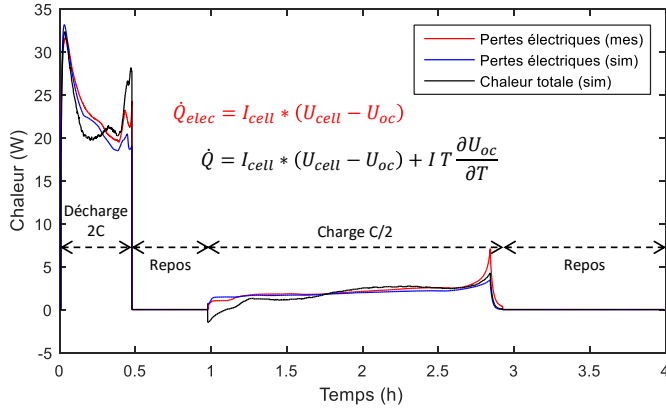


Fig. 13. Pertes électriques mesurées et simulées durant le profil de validation et chaleur générée totale simulée.

Comme attendu, il y a d'avantage de pertes électriques durant la décharge à 2C que pendant la recharge. Il y a trois zones où les pertes électriques sont plus importantes : au début de l'essai parce que la cellule est encore « froide » (entraînant des résistances plus élevées), puis à la fin de la décharge et à la fin de la charge, à cause de l'augmentation de la résistance de diffusion R_{diff} dans ces zones. Cet essai permet ainsi d'observer les effets des dépendances au courant, à la température et au SoC des paramètres électriques.

La chaleur entropique a un impact secondaire, mais significatif. Elle est particulièrement élevée à bas SoC (Fig. 4), ce qui se traduit par un fort dégagement de chaleur en fin de décharge et par une forte consommation de chaleur en début de charge, qui va jusqu'à refroidir la cellule durant quelques minutes.

L'écart entre les pertes électriques simulées et estimées à partir de la mesure de la tension a été reporté sur la figure 14 (en noir). Seul l'écart durant la décharge à 2C a été sélectionné, car c'est là qu'il est le plus important. Les pertes électriques

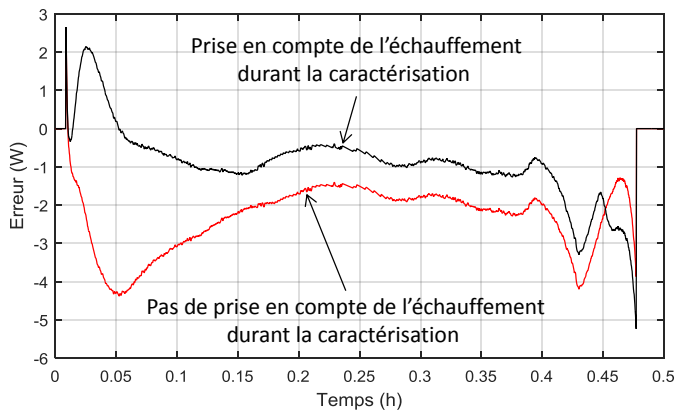


Fig. 14. Erreurs entre les pertes électriques mesurées et simulées durant la décharge à 2C. Résultats avec des paramètres électriques déterminés en prenant en compte ou non le couplage électro-thermique durant la caractérisation.

sont essentiellement sous-estimées, avec une valeur quadratique moyenne de 1.4 W (soit quelques pourcents d'erreur relative). L'erreur maximale est atteinte en fin de décharge, ce qui peut s'expliquer par les rapides variations d'OCV dans cette plage de SoC. En effet, l'estimation de la surtension est alors moins précise, ce qui impacte la qualité de la caractérisation. Le même effet peut être observé en fin de charge sur la figure 13.

Une autre simulation a été effectuée en utilisant un autre jeu de paramètres électriques. Ces derniers ont été déterminés en utilisant la CTIDL, mais en supposant que la température de la cellule restait constante durant la caractérisation. L'écart entre les pertes électriques simulées et « mesurées » apparaît en rouge sur la figure 14. Les pertes sont encore plus sous-estimées et l'écart quadratique moyen passe à 2.7 W. (71 % plus grand qu'en prenant en compte le couplage électro-thermique). Comme attendu, l'écart est inversement proportionnel à la température (Fig. 15), car l'échauffement de la cellule est plus important au cours des caractérisations à basse température. La figure 14 illustre bien l'intérêt de prendre en compte le couplage électro-thermique durant la caractérisation électrique.

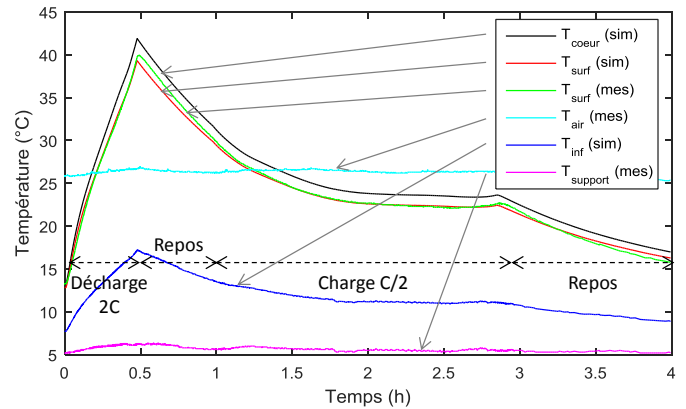


Fig. 15. Simulation et mesure de la réponse en température de la cellule étudiée lors d'un cycle comprenant : une décharge à 2C, 30 min d'OCV, une charge à C/2, 1 h d'OCV.

L'évolution des températures en différents points de la cellule apparaissent sur la figure 15 :

- T_{coeur} : le cœur actif (simulée) ;
- T_{surf} : la grande face dans la direction x (mesurée et simulée) ;
- T_{air} : l'air ambiant (mesurée) ;
- T_{inf} : la face inférieure (simulée) ;
- $T_{support}$: le support thermorégulé (mesurée).

Au cours de ce test, la cellule fonctionne dans des régimes transitoires et stationnaires. A cause du fort dégagement de chaleur durant la décharge, la température de cœur augmente rapidement de 18 °C à 42 °C. Les températures simulées et mesurées au niveau de la grande face étant en bon accord, cela valide la valeur de la capacité thermique du modèle thermique. Durant la première phase de repos, le refroidissement est également bien représenté, ce qui valide la constante de temps thermique du modèle. Enfin, la précision des résistances thermiques est elle aussi validée au cours de la phase à température quasi-constante entre 2 h et 2.5 h.

Les températures simulées prédisent un écart maximal de 2.5 °C entre le centre du cœur actif et la grande face de la cellule, ce qui dénote une bonne homogénéité thermique de la matière active. La face inférieure du boîtier est plus froide, ce qui est la signature d'un transfert important de calories par le boîtier vers le support thermorégulé. La différence significative entre T_{inf} et $T_{support}$ est due au fait que la résistance de contact entre ces deux organes reste importante malgré l'ajout d'un gel thermique.

Un second essai a été réalisé sur un pack batterie de la so-

ciété E4V afin de valider les modèles proposés sur un cycle de roulage de type NEDC (*New European Driving Cycle*). Celui-ci a été posé sur un support thermo-régulé réglé à 15 °C. Dans cette configuration, comme illustré par la figure 1, il est supposé que la cellule centrale du pack batterie n'est refroidie que par sa face inférieure. Un thermocouple a été placé sur l'une de ses petites faces latérales (direction y sur la figure 3) pour mesurer la température $T_{\text{côté}}$.

Le pack batterie a été soumis à des cycles NEDC successifs jusqu'à épuisement complet de sa capacité. La tension minimale a été atteinte au 6ème cycle, puis un 7ème cycle partiel a été appliqué avant de laisser le pack batterie refroidir en circuit ouvert (Fig. 16). Le même profil a été utilisé en entrée des modèles proposés afin de simuler la réponse en température de la cellule centrale du pack batterie.

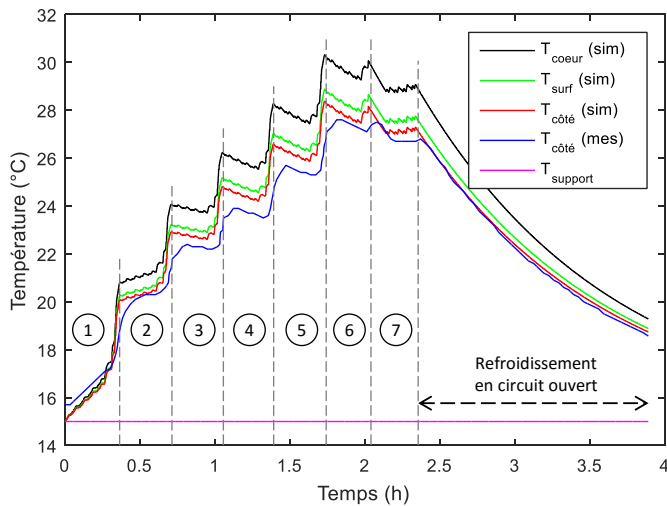


Fig. 16. Simulation et mesure de la température d'une cellule centrale d'un pack batterie commercial durant un profil NEDC répété jusqu'à épuisement de sa capacité.

A la fin de chacun des cycles, il y a un fort dégagement de chaleur qui correspond au roulage en zone extra-urbaine des cycles NEDC. Durant les phases de roulage en zone urbaine, en revanche, le pack batterie a plutôt tendance à refroidir car les puissances demandées sont relativement faibles.

Il y a une bonne correspondance entre les températures $T_{\text{côté}}$ mesurée et simulée. Les échauffements et refroidissements lors des phases en zones urbaines et extra-urbaines sont bien représentés, tout comme le refroidissement en circuit ouvert. Il apparaît un retard de quelques minutes de la mesure par rapport à la simulation, qui est imputé à la chaleur de mélange. Ce terme correspond à la création (resp. relaxation) de gradients de concentration internes qui consomme (resp. dégage) de la chaleur [10]. Ce terme étant nul en moyenne, il est généralement négligé. Son influence reste visible sur les mesures, mais il n'influence pas significativement les températures atteintes. Les modèles proposés peuvent donc bien être utilisés pour le dimensionnement thermique d'un pack batterie.

Les simulations sont en accord avec les mesures effectuées sur cellule et sur pack batterie, avec des sollicitations dynamiques et à courant constant. Cela valide les modèles proposés ainsi que les méthodes développées pour la détermination de leurs paramètres. La précision des prédictions de température est meilleure que 1 °C sur l'ensemble des tests bien que les plages de fonctionnement en courant, en température et en SoC soient importantes.

6. CONCLUSIONS

Des modèles thermiques et électriques ont été couplés pour simuler les pertes électriques et l'évolution en température

d'une cellule. Ces modèles sont ici utilisés dans le cas d'une cellule située au centre d'un pack batterie en vue de son dimensionnement thermique. Cette cellule particulière a été identifiée comme étant la plus chaude et donc comme la plus critique en termes de vieillissement. Afin d'améliorer la précision des simulations, cette étude est focalisée sur la prise en compte du couplage électro-thermique lors de la modélisation et de la caractérisation des pertes électriques.

Il a été montré que l'évolution de la tension de la batterie était à la fois due à sa dynamique électrique et aux variations en SoC et en température de la cellule. Basés sur de précédents travaux, la dynamique de diffusion a été assimilée à celle d'un phénomène de diffusion limitée. L'impédance équivalente à cette dynamique a été décrite à l'aide de deux nouveaux paramètres, à savoir la « résistance de diffusion » R_{diff} - qui est caractéristique du fonctionnement en régime pseudo-stationnaire - et la « constante de temps de polarisation » τ_{diff} - qui caractérise la dynamique de la diffusion durant la polarisation.

Une méthode de détermination de ces deux paramètres de diffusion limitée a été proposée. Celle-ci tient compte du fort couplage entre les phénomènes thermiques et électrochimiques afin d'améliorer la précision des valeurs obtenues. Celle-ci consiste notamment à associer un état physique réaliste (SoC, température) à chacun des paramètres déterminés. La qualité des paramètres de diffusion est particulièrement améliorée à basse température et à fort régime.

Les résultats présentés pour R_{diff} et τ_{diff} ont permis d'illustrer l'évolution de ces paramètres vis-à-vis du SoC. Notamment, aucune nette dépendance au SoC n'a été observée pour la constante de temps de polarisation, ce qui ouvre des perspectives intéressantes de simplification.

Les prédictions des modèles couplés ont été validées sur cellule et sur pack batterie avec une précision de 1 °C, pour des profils mettant en jeu des sollicitations constantes ou encore typiques d'un roulage de véhicule électrique. En comparant les pertes électriques simulées avec celles estimées à partir de la tension mesurée sur cellule, il a été montré que l'erreur de simulation est réduite de moitié lors d'une décharge à 2C à basse température (environ 15 °C). La précision du modèle de pertes électriques proposée a été améliorée significativement pour les régimes de fonctionnement extrêmes et pour des temps de simulations en accord avec des roulages de plusieurs heures.

REMERCIEMENTS

Les auteurs tiennent à remercier la société E4V, qui a contribué à cette étude en finançant la thèse CIFRE de M. Nicolas Damay et acceptant que les mesures sur l'un de ses packs batteries y soient publiées.

RÉFÉRENCES

- [1] Mihet-Popa, L., Camacho, O. M. F., & Norgard, P. B. (2013). Charging and discharging tests for obtaining an accurate dynamic electro-thermal model of high power lithium-ion pack system for hybrid and EV applications. In 2013 IEEE Grenoble Conference (pp. 1–6).
- [2] Ibrahim, M., Jemei, S., Wimmer, G., & Hissel, D. (2016). Nonlinear autoregressive neural network in an energy management strategy for battery/ultra-capacitor hybrid electrical vehicles. *Electric Power Systems Research*, 136, 262–269.
- [3] Vetter, J., Novák, P., Wagner, M. R., Veit, C., Möller, K.-C., Besenhard, J. O., ... Hammouche, A. (2005). Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, 147(1-2), 269–281.
- [4] Cordoba-Arenas, A., Onori, S., & Rizzoni, G. (2015). A control-oriented lithium-ion battery pack model for plug-in hybrid electric vehicle cycle-life studies and system design with consideration of health management. *Journal of Power Sources*, 279, 791–808.
- [5] Pruteanu, A., Florean, B. V., Moraru, G. M., & Ciobanu, R. C. (2012). Development of a thermal simulation and testing model for a superior lithium-ion-polymer battery. *Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*, IEEE, 947–952.

- [6] Damay, N., Forgez, C., Bichat, M.-P., & Friedrich, G. (2015). Thermal modeling of large prismatic LiFePO₄/graphite battery. Coupled thermal and heat generation models for characterization and simulation. *Journal of Power Sources*, 283, 37–45.
- [7] Samba, A., Omar, N., Gualous, H., Firouz, Y., Van den Bossche, P., Van Mierlo, J., & Boubekeur, T. I. (2014). Development of an Advanced Two-Dimensional Thermal Model for Large size Lithium-ion Pouch Cells. *Electrochimica Acta*, 117, 246–254.
- [8] Gagneur, L., Driemeyer-Franco, A. L., Forgez, C., & Friedrich, G. (2013). Modeling of the diffusion phenomenon in a lithium-ion cell using frequency or time domain identification. *Microelectronics Reliability*, 53(6), 784–796.
- [9] Li, J., Cheng, Y., Jia, M., Tang, Y., Lin, Y., Zhang, Z., & Liu, Y. (2014). An electrochemical–thermal model based on dynamic responses for lithium iron phosphate battery. *Journal of Power Sources*, 255, 130–143.
- [10] Thomas, K. E., & Newman, J. (2003). Heats of mixing and of entropy in porous insertion electrodes. *Journal of Power Sources*, 119–121, 844–849.
- [11] Forgez, C., Vinh Do, D., Friedrich, G., Morcrette, M., & Delacourt, C. (2010). Thermal modeling of a cylindrical LiFePO₄/graphite lithium-ion battery. *Journal of Power Sources*, 195(9), 2961–2968.
- [12] Reynier, Y. F., Yazami, R., & Fultz, B. (2004). Thermodynamics of Lithium Intercalation into Graphites and Disordered Carbons. *Journal of The Electrochemical Society*, 151(3), A422–A426.
- [13] Eddahech, A., Briat, O., & Vinassa, J.-M. (2013). Thermal characterization of a high-power lithium-ion battery : Potentiometric and calorimetric measurement of entropy changes. *Energy*, 61, 432–439.
- [14] Schmidt, J. P., Weber, A., & Ivers-Tiffée, E. (2014). A novel and precise measuring method for the entropy of lithium-ion cells : ΔS via electrothermal impedance spectroscopy. *Electrochimica Acta*, 137, 311–319.
- [15] Watrin, N., Ostermann, H., Blunier, B., & Miraoui, A. (2012). Multiphysical Lithium-Based Battery Model for Use in State-of-Charge Determination. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 61(8), 3420–3429.
- [16] Raël, S., & Hinaje, M. (2013). Using electrical analogy to describe mass and charge transport in lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, 222, 112–122.
- [17] Kuhn, E., Forgez, C., & Friedrich, G. (2004). Modeling diffusive phenomena using non integer derivatives. *The European Physical Journal Applied Physics*, 25(3), 183–190.
- [18] Kuhn, E., Forgez, C., Lagonotte, P., & Friedrich, G. (2006). Modelling Ni-MH battery using Cauer and Foster structures. *Journal of Power Sources*, 158(2), 1490–1497.
- [19] Roscher, M. A., & Sauer, D. U. (2011). Dynamic electric behavior and open-circuit-voltage modeling of LiFePO₄-based lithium ion secondary batteries. *Journal of Power Sources*, 196(1), 331–336.
- [20] Amiribavandpour, P., Shen, W., Mu, D., & Kapoor, A. (2015). An improved theoretical electrochemical-thermal modelling of lithium-ion battery packs in electric vehicles. *Journal of Power Sources*, 284, 328–338.
- [21] Heubner, C., Schneider, M., & Michaelis, A. (2015). Investigation of charge transfer kinetics of Li-Intercalation in LiFePO₄. *Journal of Power Sources*, 288, 115–120.
- [22] Piller, S., Perrin, M., & Jossen, A. (2001). Methods for state-of-charge determination and their applications. *Journal of Power Sources*, 96(1), 113–120.