

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE	5
1.1 Identification des paramètres thermiques	5
1.2 Validation par décharge constante et recharge CC-CV	10
1.3 Validation par décharge pulsée	11
1.4 Validation par cycle de conduite de véhicule électrique	12
1.5 Validation de la génération de chaleur	14
1.6 Conclusion	15
CHAPITRE 2 MODÈLE THERMIQUE DE BATTERIE LITHIUM-ION	17
2.1 Introduction	17
2.2 Modèle de Shepherd modifié	18
2.2.1 Extraction des paramètres	19
2.2.2 Validation du modèle de Shepherd modifié	20
2.2.3 Synthèse du modèle de Shepherd modifié	21
2.3 Développement du modèle thermique	21
2.3.1 Estimation de la puissance dissipée	23
2.3.2 Modèle thermique	24
2.3.3 Estimation des paramètres électriques variant avec la température	26
2.4 Conclusion	27
CHAPITRE 3 VALIDATION DE LA BATTERIE LIFEPO4	29
3.1 Montage expérimental du cyclage de batterie	29
3.1.1 Programmation du banc de test de batterie	31
3.2 Conditions de test	32
3.3 Identification expérimentale des paramètres thermiques	34
3.4 Validation du modèle de simulation	37
3.4.1 Identification des paramètres	37
3.4.2 Validation en décharge CC	39
3.4.3 Validation en recharge CC-CV	40
3.4.4 Validation en décharge pulsée	42
3.4.5 Validation en recharge pulsée	45
3.4.6 Validation par cyclage de conduite automobile	46
3.5 Analyse des résultats	48
3.5.1 Discussion	49
3.6 Conclusion	50
CHAPITRE 4 VALIDATION DE LA CELLULE LICOO2	51
4.1 Montage expérimental du cyclage des cellules	51

4.1.1	Programmation du banc de test de cellules	52
4.2	Identification des paramètres	53
4.3	Validation par décharge CC	54
4.4	Validation par recharge CC	54
4.5	Analyse des résultats	56
4.5.1	Discussion	57
4.6	Conclusion	57
CONCLUSION		59
ANNEXE I	DONNÉES TECHNIQUES DES BATTERIES/CELLULES ÉTUDIÉES ET DES MONTAGE EXPÉRIMENTAUX	61
ANNEXE II	RÉSULTATS SUPPLÉMENTAIRES DE LA VALIDATION PAR DÉCHARGE ET RECHARGE PULSÉES DE LA BATTERIE LIFEPO4	67
ANNEXE III	RÉSULTATS SUPPLÉMENTAIRES DE LA VALIDATION PAR CYCLE AUTOMOBILE SFUDS DE LA BATTERIE LIFEPO4	77
BIBLIOGRAPHIE		83

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 3.1	Tableau récapitulatif des résultats de validation du modèle thermique proposé. 48
Tableau 4.1	Tableau récapitulatif des résultats de validation du modèle thermique proposé. 56

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 0.1	Opération d'une cellule électrochimique en décharge 1
Figure 0.2	Densité d'énergie et puissance de plusieurs types de batteries 2
Figure 1.1	Modèle thermique unidimensionnel 6
Figure 1.2	Montage expérimental d'identification de paramètres thermiques d'une cellule 9
Figure 1.3	Validation statique du modèle thermique de batterie en recharge et décharge CC..... 10
Figure 1.4	Validation du modèle thermique par décharge pulsée à 0.2C et à plusieurs température ambiantes 12
Figure 1.5	Cycle de conduite SFUDS..... 13
Figure 2.1	Modèle Shepherd modifié 18
Figure 2.2	Courbe de décharge typiquement fournie par les fabricants de batteries 20
Figure 2.3	Modèle Shepherd modifié incluant le modèle thermique développé 22
Figure 2.4	Points d'opérations du modèle thermique proposé 22
Figure 2.5	Modèle thermique proposé 25
Figure 2.6 28
Figure 3.1	Montage expérimental du module U1-12XP 30
Figure 3.2	Schéma électrique de cyclage des batteries U1-12XP 30
Figure 3.3	Interface LabView du BMS de la batterie Valence 32
Figure 3.4	SOC de la batterie U1-12XP à $T_{amb} = 0$ et C/2 lors d'une recharge CC-CV 33
Figure 3.5	Identification expérimentale des paramètres thermiques en décharge 35

Figure 3.6	Identification expérimentale des paramètres thermiques en recharge	36
Figure 3.7	Schéma SIMULINK utilisé pour la validation du modèle SimPower Systems	38
Figure 3.8	Identification de la constante de temps thermique (t_c) de la batterie U1-12XP en décharge (graphique de gauche) et en recharge (graphique de droite).....	39
Figure 3.9	Validation de la tension du module U1-12XP par la décharge CC à un taux de C/2 et à différentes températures ambiantes.....	40
Figure 3.10	Validation de la température interne de la batterie U1-12XP par la recharge CC-CV à un taux de C/2 et à différentes températures ambiantes.....	41
Figure 3.11	Validation de la tension de la batterie U1-12XP par la recharge CC-CV à un taux de C/2 et à différentes températures ambiantes	42
Figure 3.12	Validation de la température interne de la batterie U1-12XP par la recharge CC-CV à un taux de C/2 et à différentes températures ambiantes.....	43
Figure 3.13	Erreur entre la simulation et les résultats expérimentaux : (a) décharge CC (b) recharge CC-CV	44
Figure 3.14	Validation de la tension de la batterie U1-12XP par la décharge pulsée à une température ambiante de 40 °C	44
Figure 3.15	Validation de la température interne du module U1-12XP par la décharge pulsée à une température ambiante de 40 °C	45
Figure 3.16	Validation de la tension de la batterie U1-12XP par une décharge suivant le protocole de conduite SFUDS à une température ambiante de 45°C	47
Figure 3.17	Validation de la tension de la batterie U1-12XP par une décharge suivant le protocole de conduite SFUDS à une température ambiante de 23°C	48
Figure 4.1	Montage expérimental de cyclage des cellules	52
Figure 4.2	Interface LabView de cyclage de cellules	53

Figure 4.3	Validation par la décharge CC de la cellule H506050 à 1C et plusieurs températures ambiantes	55
Figure 4.4	Validation par la recharge CC de la cellule H506050 à C/5 et à différentes températures ambiantes	56

Rapport-Gratuit.com

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

BMS	Battery Management System
CAN	Control Area Network
CC	Constant Current
CV	Constant Voltage
GPIB	General Purpose Interface Bus
EIS	Electrochemical Impedance Spectroscopy
SCPI	Standard Commands for Programmable Instruments
SFUDS	Simplified Federal Urban Driving Schedule
SPS	SimPower Systems
SOC	State of Charge (%)

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

A	Amplitude de la zone exponentielle (V)
α	Constante d'Arrhenius pour la résistance de polarisation
B	Constante inverse de la zone exponentielle $((Ah)^{-1})$
β	Constante d'Arrhenius pour la résistance interne
C	Pente de la tension de polarisation (V/Ah)
C_{th}	Capacité thermique (J/°C)
$\frac{\partial E}{\partial T}$	Coefficient de température à circuit ouvert (V/K)
ΔP	Puissance réversible supplémentaire durant la recharge (W)
$\frac{\Delta Q}{\Delta T}$	Coefficient de température de la capacité de la batterie (Ah/K)
$\frac{\Delta t}{\Delta T}$	Inverse du taux de changement de la température interne (s/°C)
E_0	Tension à circuit ouvert de la batterie (V)
i	Courant de la batterie (A)
i^*	Courant filtré de la batterie (A)
i_{dis}	Courant de décharge de la batterie (A)
it	Charge actuelle de la batterie (Ah)
K	Constante de polarisation (V/Ah)
P_{diss}	Puissance dissipée de la batterie (W)
P_{l1}, P_{l2}	Puissance dissipée moyenne de la batterie en décharge et recharge, respectivement (W)
Q	Capacité de la batterie (Ah)
R	Résistance interne de la batterie (Ω)
R_{th}	Résistance thermique de conduction de la batterie(s)
T	Température interne de la batterie (°C)
T_a	Température ambiante (°C)

T_d	Temps de réponse de la batterie (s)
t_c	Constante de temps thermique de la batterie (s)
V_{batt}	Tension de la batterie (V)

INTRODUCTION

Avec la croissance incessante de la demande mondiale en énergie, l'énergie renouvelable est une alternative prometteuse aux combustibles fossiles utilisés notamment dans le transport et la génération d'électricité. La combustion des combustibles fossiles génère des gaz à effet de serre qui sont principalement la cause du réchauffement climatique mondial. Les alternatives en transport sont les voitures électriques et hybrides. Cependant, ces technologies sont limitées par les technologies de stockage énergétique actuelles. Dans le domaine des énergies renouvelables, l'énergie solaire et éolienne peuvent remplacer les sources d'énergie polluantes, mais sont intermittentes et nécessitent un stockage efficace de l'énergie électrique générée. C'est pour cette raison que ces applications utilisent des batteries comme dispositifs de stockage électrochimique de l'énergie électrique (Deshpande (2011)).

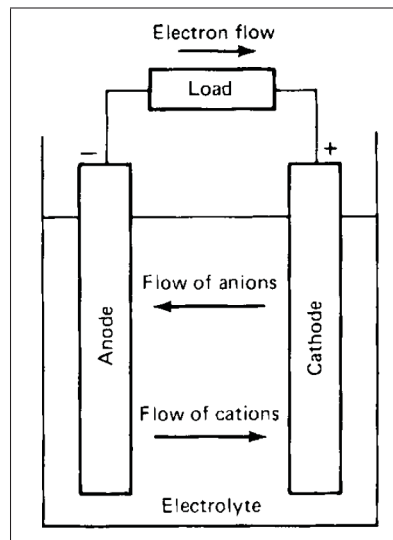


Figure 0.1 Opération d'une cellule électrochimique en décharge
Tirée de Linden (2010)

Une cellule électrochimique est un dispositif qui converti l'énergie chimique de ses matériaux actifs en énergie électrique à l'aide du phénomène d'oxydoréduction. Dans le cas d'une batterie rechargeable, celle-ci est rechargée par la réaction inverse, c'est-à-dire l'énergie électrique est

transformée en énergie chimique accumulée dans les matériaux actifs de la batterie. La cellule est composée :

- d’une anode : l’électrode fournissant des électrons au circuit externe en décharge ;
- d’une cathode : l’électrode recevant les électrons du circuit externe en décharge ;
- d’un électrolyte : Médium chimique permettant le transfert des ions entre l’anode et la cathode.

Ce transfert de charges est illustré à la figure 0.1. Une batterie est composée de plusieurs cellules reliées en séries ou en parallèles (Linden (2010)).

Plus précisément, la batterie lithium-ion est prisée pour sa grande densité d’énergie (Wh/kg) et de puissance (Wh/kg) ainsi que pour sa durée de vie plus longue comparativement aux autres types de batteries (Linden (2010)). La figure 0.2 illustre la supériorité des batteries à base de lithium quant à leur densité d’énergie et de puissance. De plus, la capacité utilisable des batteries lithium-ion est plus élevée que les autres chimies de batterie, surtout à des taux de décharge élevés.

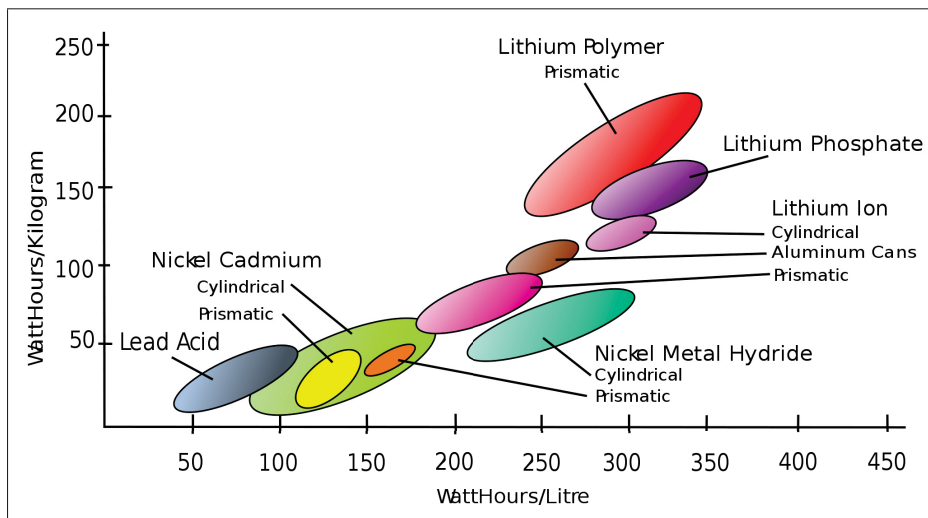


Figure 0.2 Densité d’énergie et puissance de plusieurs types de batteries

Tirée de www.mpoweruk.com consulté le 10 janvier 2016

Les principales applications utilisant la technologie aux ions de lithium sont les suivantes :

- véhicules hybrides et électriques ;
- stockage de systèmes d'énergie renouvelable ;
- appareils électroniques commerciaux, i.e. cellulaires.

Plusieurs obstacles, tels que la sécurité, le coût (associé au vieillissement de la batterie) et les performances à basse température, ralentissent le développement commercial des batteries lithium-ion notamment dans le cas des véhicules électriques. Toutes ces barrières sont associées aux effets thermiques dans la batterie. Il est donc primordial de bien gérer la température de ce type de batterie afin de satisfaire les critères de sécurité et de durée de vie visés par les intégrateurs de batterie lithium-ion. Les conséquences d'une mauvaise gestion thermique peuvent se traduire par un emballement thermique, un vieillissement prématuré à haute température et une perte de capacité à basse température (Bandhauer (2011a)).

Une méthode efficace pour observer les effets de la température sur une batterie est la modélisation. Plusieurs modèles électro-thermiques sont disponibles dans la littérature et se classent en 2 catégories : modèles électrochimiques et modèles électriques. Les modèles électrochimiques offrent une très grande précision des phénomènes thermiques de la batterie, mais sont très complexes et demandent des données expérimentales avancées. Les paramètres expérimentaux nécessaires à ce type de modèle sont obtenus par des tests longs et exigent des équipements coûteux. Les modèles électriques, quant à eux, sont plus simples, mais nécessitent quand même des tests en chambre thermique avec des calorimètres afin de déterminer les paramètres thermiques de la batterie. Un modèle thermique simplifié de batterie est proposé dans ce rapport. Ce modèle permet de rapidement identifier les paramètres électriques par les données de fiche technique du fabricant et les paramètres thermiques par des essais de recharge/décharge à la température de la pièce (Njoya M. (2015)). Une validation expérimentale de ce modèle est expliquée en détail dans ce rapport.

Les objectifs de ce projet sont les suivants :

- a. valider le modèle thermique développé avec des données expérimentales obtenues sur des batteries et cellules commerciales ;
- b. raffiner le modèle thermique à partir des observations faites sur les données expérimentales.

Afin d'atteindre ces objectifs avec succès, plusieurs étapes seront entreprises. Premièrement, une revue de littérature des validations expérimentales de modèle thermique sera effectuée afin d'avoir une vue d'ensemble des recherches passées sur ce sujet. Ensuite, un modèle thermique de batterie lithium-ion simplifié sera proposé à partir des observations faites dans la revue de littérature. Par la suite, un banc de test de batteries et de cellules lithium-ion sera monté afin de récolter des données relatives au comportement thermique et électrique de ces sources d'énergie. Le modèle thermique proposé sera simulé en fonction des paramètres obtenus des fiches techniques de manufacturier et des essais expérimentaux. Finalement, les résultats de simulation seront analysés et comparés aux résultats expérimentaux afin de conclure sur la validité du modèle proposé.

Ce mémoire est organisé comme suit :

Chapitre 1 : Revue de littérature des recherches concernant la validation expérimentale de modèle thermique de batterie.

Chapitre 2 : Le modèle proposé est développé et implanté dans l'outil SPS (SimPowerSystems) de MATLAB avec l'objectif d'avoir un minimum de paramètres et d'obtenir des résultats précis.

Chapitre 3 : Une méthode d'identification des paramètres thermiques du modèle proposé est développée et une validation du modèle est effectuée à l'aide d'une batterie de type LiFePo₄.

Chapitre 4 : Une validation du modèle est effectuée à l'aide d'une cellule de type LiCoO₂.

La section finale conclut avec le sommaire de ce rapport et identifie les travaux futurs pour améliorer le modèle thermique proposé.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

Plusieurs modèles thermiques de batterie lithium-ion existent dans la littérature. Dépendamment de l'objectif désiré, des données et du temps de calcul disponibles, le type de modèle à utiliser varie également. Il existe des modèles empiriques se basant sur des données expérimentales et de fiches techniques. Il existe également des modèles beaucoup plus complexes se basant sur l'électrochimie et des données internes de la batterie, qui sont très souvent propriétaires et inaccessibles.

La validation expérimentale des modèles thermiques de batterie, quelque soit la composition électrochimique de la batterie étudiée, est un sujet qui attire de plus en plus l'attention des chercheurs. Plus les paramètres du modèle thermique sont obtenus de manière indépendante par l'expérimentation, plus robuste est le modèle. Parfois, les paramètres du modèle peuvent être obtenus par la littérature scientifique. Si les paramètres ne proviennent pas de l'expérimentation, on a recours à des estimations provenant d'un modèle physique de la batterie. L'incertitude qu'apporte ces estimations nuit à la fiabilité et à la précision du modèle thermique développé (Ye (2012)).

Afin de voir plus clair à travers la multitude de travaux effectués sur la modélisation thermique et la validation expérimentale de ces modèles, une revue de la littérature sur les méthodes de validation s'impose.

1.1 Identification des paramètres thermiques

Les paramètres thermiques d'une cellule ou batterie lithium-ion ne sont pratiquement jamais disponibles dans les fiches techniques des fabricants. Ces caractéristiques sont souvent confidentielles ou demandent de l'équipement coûteux et sophistiqué pour les identifier. C'est pour ces raisons qu'il faut déterminer expérimentalement ces paramètres.

Par exemple, Saw (2013) démonte une cellule commerciale de format 18650 pour obtenir les dimensions physiques et les caractéristiques électriques/thermiques des composantes à l'intérieur. Pour ce faire, un microscope et d'autres instruments de laboratoire sont utilisés pour trouver, entre autres, la conductivité et la capacité thermique des matériaux composant la cellule. Pour un simple utilisateur de modèle thermique, il serait impensable de procéder à une méthode d'identification semblable étant donné la complexité de ces tests.

Forgez (2010) propose une méthode d'identification plus simple que celle citée précédemment en déterminant la résistance thermique interne de conduction (entre le milieu de la cellule et sa surface), la résistance thermique externe de convection (entre la surface de la cellule et l'air ambiant) et la capacité thermique d'une cellule. Un modèle thermique unidimensionnel est utilisé pour déterminer ces paramètres à partir des données expérimentales et est illustré à la figure 1.1.

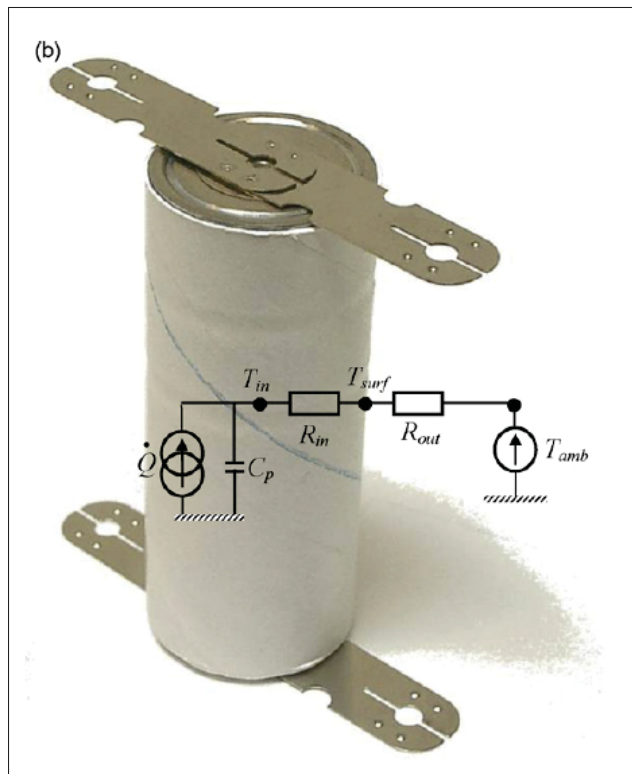


Figure 1.1 Modèle thermique unidimensionnel
Tirée de Forgez (2010)

Ces caractéristiques se trouvent toutes par un seul échelon de courant de décharge appliqué sur la cellule étudiée. Les résistances thermiques (R_{in} et R_{out}) se trouvent en régime permanent et la capacité thermique (C_p) se trouve en régime transitoire.

Premièrement, on applique un échelon de courant d'une heure à la cellule et on la laisse reposer. En régime permanent, on peut déterminer R_{out} avec l'équation 1.1.

$$R_{out} = \frac{T_{surf,\infty} - T_a}{\dot{Q}_\infty} \quad (1.1)$$

où R_{out} est la résistance thermique entre la surface de la cellule et l'air ambiant, T_{surf} est la température de surface de la cellule et \dot{Q} est le taux de génération de chaleur de la cellule. L'index ∞ indique que la valeur est mesurée en régime permanent après les décharges pulsées.

Ensuite, le rapport $\frac{R_{in}}{R_{out}}$ est calculé en régime permanent par l'équation l'équation 1.2. La température interne, T_{in} de la cellule est mesurée à l'aide d'un thermocouple insérée dans celle-ci. Cependant, la mesure de la température interne de la cellule est difficilement mesurable sans affecter la validité des résultats.

$$\frac{R_{in}}{R_{out}} = \frac{T_{in} - T_{surf}}{T_{surf} - T_a} \quad (1.2)$$

où R_{in} est la résistance thermique entre l'intérieur de la cellule et sa surface et T_{in} est la température interne mesurée de la cellule.

Forgez (2010) prouve que le rapport $\frac{R_{in}}{R_{out}}$ est semblable peu importe l'amplitude du courant appliqué à la cellule. Se basant sur ces valeurs de R_{in} et R_{out} précédemment trouvées et la température de surface de la cellule en régime transitoire, C_p est trouvé en utilisant un algorithme de moindres carrés sur l'équation 1.3.

$$\frac{dT_{surf}}{dt} = \frac{T_a - T_{surf}}{C_p(R_{in} + R_{out})} + \frac{\dot{Q}R_{out}}{C_p(R_{in} + R_{out})} \quad (1.3)$$

Iraola (2013) identifie la capacité thermique d'une cellule (C_{th}) en appliquant une impulsion de puissance thermique constante à une cellule entourée d'une couche isolante et dont la tem-

pérature de surface est mesurée à 4 endroits. Pour imposer une puissance thermique constante à la cellule sans que celle-ci change de SOC, un courant sinusoïdal de fréquence f_0 est appliqué sur la cellule. f_0 est la fréquence à laquelle la cellule a une impédance purement résistive à un SOC donné, dans ces travaux le SOC est de 50%. À cette fréquence et cet état de charge, la résistance R_0 de la cellule est déterminée. Ces données d'impédances sont récoltées par un "Electrochemical Impedance Spectroscopy" (EIS). L'équation 1.4 représente l'échelon de puissance thermique constante (q_0) appliqué sur une cellule ayant une résistance R_0 à un état de charge donné et un courant efficace (I_{rms}) d'une fréquence f_0 .

$$q_0 = R_0(I_{rms})^2 \quad (1.4)$$

Par la suite, $\frac{\Delta t}{\Delta T}$ est calculée par rapport au temps de réponse de l'échelon de puissance thermique constante appliquée à la cellule et est appliquée dans l'équation 1.5 pour obtenir C_{th} .

$$C_{th} = \frac{q_0 \Delta t}{\Delta T} \quad (1.5)$$

où $\frac{\Delta t}{\Delta T}$ est l'inverse du taux de changement de la température interne ($s/^\circ C$).

Après avoir trouvé C_{th} , un système thermique du premier ordre est utilisé pour isoler les résistances thermiques de conduction et de convection à partir des données expérimentales précédemment recueillies. Le montage expérimental utilisé par Iraola (2013) est montré à la figure 1.2.

Liu (2014) effectue plusieurs séries de test pour identifier certains paramètres importants d'une cellule lithium-ion du modèle thermique proposé. Premièrement, un test de mesure de la dépendance de la résistance interne de la cellule à la température ambiante est effectué. Ce test consiste à mesurer l'impédance de la cellule par un EIS à différents SOC (10, 30, 60 et 90%) et à différentes températures ambiantes (0, 10, 25 et 45°C). Une relation est ensuite établie entre la résistance interne et la température aux 4 valeurs de SOC précédemment énoncées.

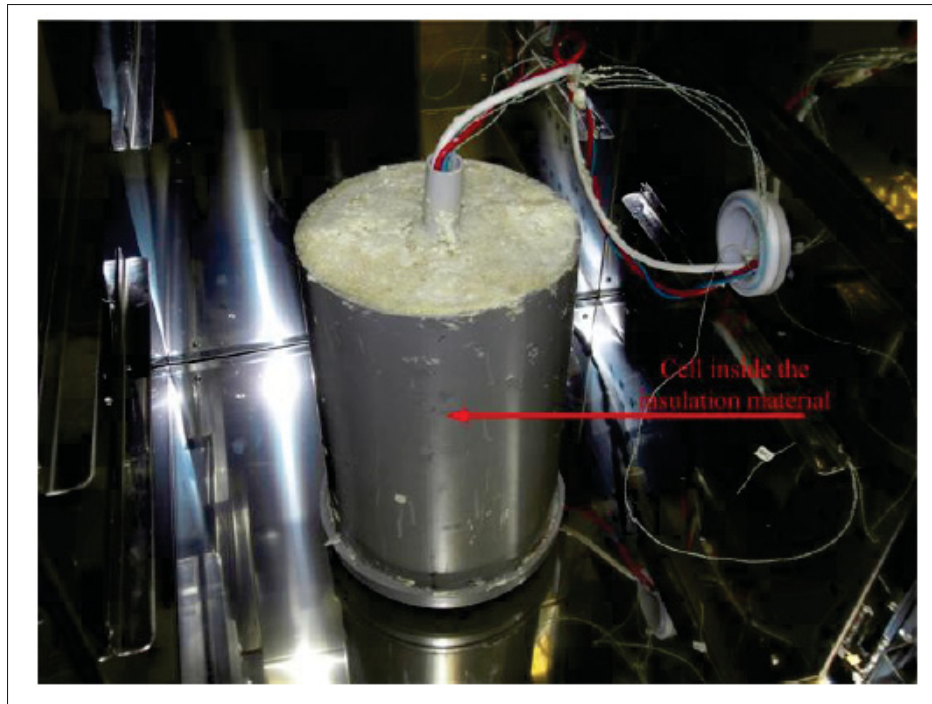


Figure 1.2 Montage expérimental d'identification de paramètres thermiques d'une cellule
Tirée de Iraola (2013)

Deuxièmement, la tension à l'équilibre de la cellule est mesurée. Ce test consiste à décharger la cellule par saut de 10%, laisser reposer la cellule et mesurer la tension à circuit ouvert quand la tension est stable. Cette procédure est répétée jusqu'à ce que la cellule soit à un SOC de 10%. On peut alors obtenir la dépendance de la tension à circuit ouvert à la température ambiante. Afin d'identifier les paramètres électriques manquants, les équations du modèle et les résultats des tests préliminaires sont entrés dans un algorithme de moindres carrés.

Les travaux présentés dans Lin (2012b) et Lin (2012a) utilisent un estimateur adaptatif pour identifier en temps réel la résistance interne, de conduction et de convection d'une cellule lithium-ion en fonction de sa température de surface, de son courant et de la température ambiante. Les paramètres du modèle thermique varient avec le vieillissement et l'état de charge de la batterie. C'est pour cette raison qu'un observateur de ce genre est nécessaire pour identifier ces paramètres le plus fidèlement possible. Par contre, il serait contraignant de mettre en

place un tel contrôleur dans un système embarqué de BMS. Il serait aussi complexe d'identifier simplement et rapidement les paramètres thermiques d'une batterie avec cette méthode.

1.2 Validation par décharge constante et recharge CC-CV

La validation d'un modèle de batterie débute toujours par la comparaison des données simulées et expérimentales de décharges constantes et de recharge CC-CV. De manière générale, les fabricants de cellules lithium-ion offrent les courbes de décharges CC et de recharge CC-CV à plusieurs températures ambiantes pour un taux de décharge-recharge donné.

Ye (2012), Saw (2013), Saw (2014), Forgez (2010) et Jeon (2014) sont parmi les travaux ayant utilisé ce type de tests statiques pour valider leur modèle thermique respectif. La figure 1.3 illustre un exemple de validation d'un modèle thermique par le cyclage de recharge CC-CV et décharge CC d'une cellule LiFePO4 à différentes températures ambiantes.

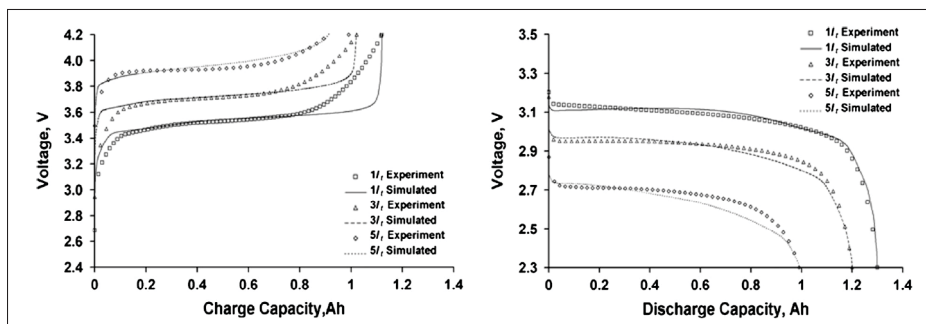


Figure 1.3 Validation statique du modèle thermique de batterie en recharge et décharge CC
Tirée de Saw (2013)

Ce type de test ne permet que la validation du comportement statique de la batterie au niveau thermique et électrique. Pour vérifier la réponse thermique du comportement d'une batterie, il faut procéder à des tests dont le courant appliqué à la batterie est variable dans le temps pour plusieurs températures ambiantes différentes. Les validations présentées dans les sous-sections 1.3 et 1.4 démontrent quelques-unes des méthodes employées pour valider le comportement dynamique d'une cellule.

1.3 Validation par décharge pulsée

Afin de valider la réponse dynamique de leur modèle thermique proposé, Forgez (2010) applique sur la cellule LiFePO₄ étudiée une série d'échelons de courants de décharge à une fréquence 0.05Hz lorsque cette cellule est dans une chambre thermique à 40°C . La réponse transitoire expérimentale de la température de surface et interne de la cellule est comparée aux résultats dynamiques du modèle pour une même séquence de pulses de courant de décharge. Dans ses travaux, Forgez (2010) valide son modèle seulement à la température de la pièce (24°C), et 40°C . Pour que ces résultats aient une meilleure validité, des résultats à des températures plus basses que 24°C auraient été nécessaires. De plus, seulement la température interne est validée. La validation de la tension de la cellule est négligée. Il aurait été utile de valider aussi la tension de la cellule entre le modèle et l'expérimentale, mais ce n'était pas le but de l'article en question. La différence entre la température interne estimée et mesurée est de 1.2°C, ce qui est considéré acceptable par les auteurs.

Ye (2012) applique une décharge pulsée avec un courant de 10A (1C) pendant 360s et une période de relaxation de 1800s sur une cellule préalablement chargée par le protocole CC-CV. Le processus de décharge est répété jusqu'à ce que la cellule atteigne un état de charge jugé minimal. Ces cycles de décharges pulsées sont répétés pour plusieurs températures ambiantes différentes : 0, 10, 25 et 50°C. Cette même série de test est répétée pour un taux de décharge réduit à 0.2C. La figure 1.4 illustre ce type de validation par décharge pulsée à plusieurs températures ambiantes et à un taux de décharge de 0.2C.

La validation d'un modèle thermique par la décharge pulsée est utilisée dans plusieurs travaux et s'avère une méthode de validation efficace. Par contre, la validation par recharge pulsée est négligée par les chercheurs et donc, le comportement dynamique de la recharge d'une cellule lithium-ion n'est pas confirmé.

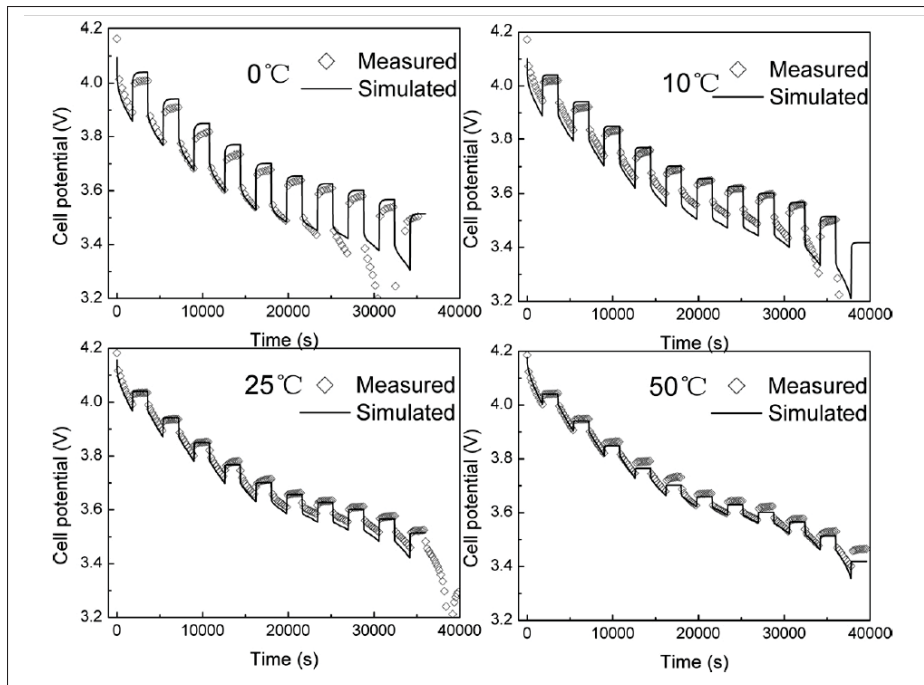


Figure 1.4 Validation du modèle thermique par décharge pulsée à 0.2C et à plusieurs température ambiantes
Tirée de Ye (2012)

1.4 Validation par cycle de conduite de véhicule électrique

La validation d'un modèle thermique de cellule LiFePO₄ a été effectuée par Saw (2014) à l'aide de décharges constantes (1C et 3C) et de cycles de conduite de type "Simplified Federal Urban Driving Schedule" (SFUDS) à des températures ambiantes variées. Un cycle SFUDS est composé de plusieurs paliers à courant constant de recharges et de décharges ayant une durée totale de 360s. Le standard SFUDS propose un guide de test qui dicte des densités de puissance (W/kg) tel qu'illustré à la figure 1.5. Ces densités de puissance se traduisent en commande de courant constant. On ajuste le profil de puissance par rapport au poids de la cellule et on divise cette puissance résultante par la tension nominale de la cellule pour obtenir le profil de courant approprié. Ce cycle est répété jusqu'à ce que le SOC de la cellule atteigne 10%. La température de surface, la tension et le courant de la cellule sont enregistrés.

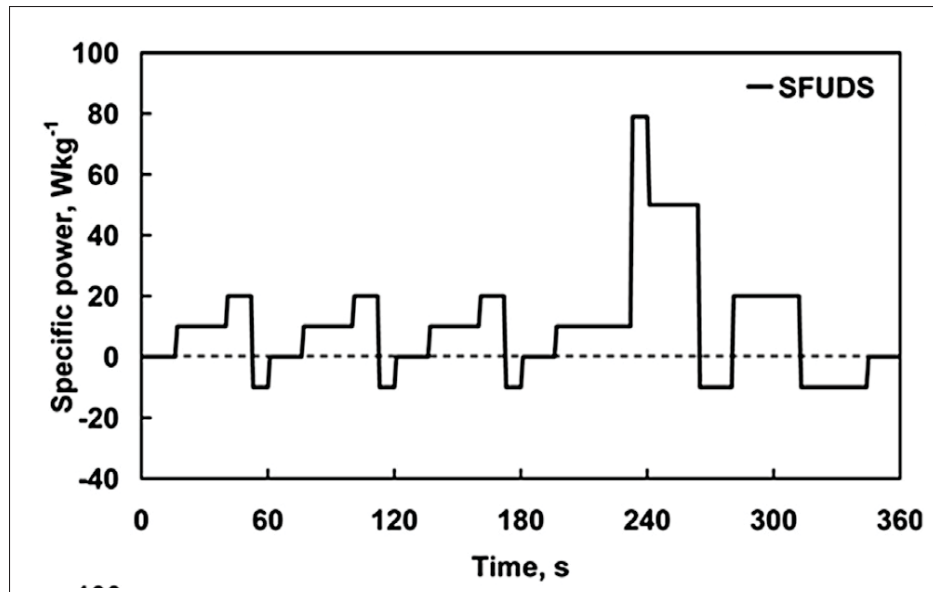


Figure 1.5 Cycle de conduite SFUDS
Tirée de Saw (2014)

Le modèle thermique est simulé et ces résultats sont comparés aux résultats expérimentaux. La comparaison entre les résultats simulés et expérimentaux permettent une validation satisfaisante pour prouver la validité du modèle thermique proposé.

Plusieurs autres cycles de conduite standards existent à des fins de validation d'un modèle, d'évaluation du vieillissement et de la performance d'une batterie. Par contre, le cycle SFUDS est un des seuls à proposer un patron de test basé sur une densité de puissance par rapport au temps. Les autres cycles de conduite proposent des profils de vitesse par rapport aux temps et doivent être couplés à un système mécanique complexe afin de pouvoir soutenir une commande de courant à appliquer sur la batterie expérimentale. Dans plusieurs cas, tel que présenté dans Saw (2014), un cycleur commercial de batterie préprogrammé avec plusieurs cycles de conduite est utilisé pour appliquer des courants recharge-décharge proportionnels aux caractéristiques de la batterie étudiée. Un tel instrument n'est pas toujours disponible dans un laboratoire.

1.5 Validation de la génération de chaleur

Rad (2013) a expérimenté sur une cellule lithium-ion dans une chambre contrôlée en température afin de déterminer les pertes de surtension et les pertes entropiques ainsi que le transfert de chaleur entre la cellule et l'air ambiant de la chambre. Une tension plus élevée par rapport à la tension d'équilibre est nécessaire pour recharger la cellule et une tension plus faible que la tension à l'équilibre est le résultat de la décharge de la cellule. Cette différence entre la tension à l'équilibre (E_0) et la tension mesurée aux bornes de la cellule est appelée surtension.

Cette différence de potentiel et la différence d'entropie ne se mesurant pas directement, on a recours dans ce cas à la méthode "Galvanostatic Intermittent Titration Technique" (GITT) pour estimer la tension à l'équilibre de la cellule qui dépend de l'état de charge et de la température de celle-ci. Les cycles des méthodes GITT sont effectués pour 3 températures ambiantes différentes, soit 0, 20 et 40 degrés celsius.

Les cycles de test GITT effectués débutent par une décharge à 0.05C jusqu'à une tension de coupure de 2.7V de la cellule initialement complètement chargée et dont la température initiale de surface est la même que la température ambiante fixée par la chambre thermique. Entre chaque décharge et recharge, un temps de repos de 180 minutes est appliqué à la cellule. Entre chaque décharge, une recharge CC-CV à 0.7C est imposée à la cellule jusqu'à ce qu'un courant minimal soit atteint en tension constante. À chaque décharge, le taux de décharge augmente en respectant ces taux dans l'ordre : 0.05, 0.10, 0.15, 0.2, 0.3, 0.5, 0.75, 1.00, 1.50 and 2.00 C. La température de surface et la tension de la cellule sont enregistrées pour toute la durée des cycles GITT, soit 120 heures.

Ces données permettent de calculer la différence de potentiel et la différence d'entropie à l'aide d'un algorithme d'optimisation pour chaque SOC et température ambiante. Ainsi, on obtient une estimation des 2 principales de sources de chaleur d'une cellule lithium-ion.

Le résultat des tests GITT de l'expérimentation de Rad (2013) permet une très bonne estimation de la génération de chaleur d'une cellule, mais demande des tests très longs en chambre thermique, des algorithmes de calcul complexes et de l'analyse avancée.

Chen (2014) propose une méthode de mesure de la génération de chaleur d'une cellule prismatique LiFePO_4 par calorimètre. Cette méthode permet de mesurer la génération de chaleur entre la surface de la cellule et un autre milieu à température contrôlé, dans ce cas le milieu est un bain à température contrôlé. La température est mesurée à la surface de la cellule et dans le bain thermique. Le transfert de chaleur est évalué par la différence de température mesurée et les caractéristiques thermiques connues du matériel entourant la cellule. Le calorimètre utilisé est composé de matériel aux propriétés thermiques connues, du polyéthylène à haute densité (HDPE) et de plaques d'aluminium pour assurer un bon transfert thermique entre la surface de la cellule et le HDPE.

La procédure de test utilisée par Chen (2014) est de décharger une batterie à plusieurs taux (0.25C, 0.5C, 1C, 2C, 3C) et plusieurs températures d'opération (-10°C à 40°C par incréments de 10°C). À la fin de chaque décharge, un temps de repos de 2 heures est imposé et une recharge CC-CV à 0.2C est effectuée.

Une fois les données récoltées, Chen (2014) utilise l'algorithme Inverse Heat Conduction Problems (IHCP) pour résoudre le système d'équations thermiques précédemment posé et estime distinctement les pertes ohmiques des pertes entropiques. Préalablement, la génération de chaleur a été calculée par la méthode de Beck (1985). Les résultats calculés théoriquement sont comparés aux résultats estimés expérimentalement. La validation est satisfaisante selon la tolérance d'erreur jugée acceptable selon les auteurs.

1.6 Conclusion

Dans ce chapitre, la littérature portant sur l'identification expérimentale des paramètres thermiques et électriques, la validation statique et dynamique des modèles thermiques de batteries

lithium-ion ainsi que la validation de la génération de chaleur d'une cellule a été résumée et commentée.

La validation du modèle thermique proposé dans ce mémoire, décrite dans le chapitre 3, se concentre seulement sur l'identification simplifiée des paramètres thermiques ainsi que sur la validation statique et dynamique du modèle. La validation de la génération de chaleur et des paramètres électriques variant avec la température dépassent le cadre de ces travaux étant donné le niveau de complexité nécessaire pour obtenir des résultats de ce genre.

CHAPITRE 2

MODÈLE THERMIQUE DE BATTERIE LITHIUM-ION

2.1 Introduction

L'objectif général de la modélisation est de fournir la représentation mathématique et physique la plus fiable et représentative d'un phénomène étudié. Plus précisément, dans le cas de ces travaux, la modélisation de l'aspect thermique d'une batterie lithium-ion servira aux ingénieurs systèmes désirant un aperçu précis du comportement d'une batterie dans un large spectre de températures ambiantes. Le but visé est de ne se fier que sur des données disponibles par les fiches techniques des batteries ainsi que sur des expérimentations simples pour identifier les paramètres de simulation du modèle.

Voici quelques exemples d'application du modèle thermique développé :

- dimensionnement d'une banque de batteries dans un réseau électrique isolé ;
- évaluation de la performance d'une batterie pour un profil de charge d'une voiture électrique ;
- estimation des besoins en gestion thermique d'une batterie.

Le modèle thermique développé dans ce mémoire est une amélioration au modèle de Shepherd modifié décrit dans la section précédente.

Ce chapitre est divisé de la manière suivante :

- a. le modèle de Shepherd modifié développé dans Tremblay (2007) est décrit ;
- b. le modèle thermique développé rajouté au modèle de Shepherd modifié est expliqué en détail.

2.2 Modèle de Shepherd modifié

Un modèle de simulation générique de batterie se basant sur des paramètres de fiches techniques est proposé par Tremblay (2007). Le modèle s'applique pour quatre chimies de batteries différentes soit lithium-ion, NiMH, NiCad et Plomb-Acide.

La figure 2.1 illustre le circuit équivalent du modèle de Shepherd modifié.

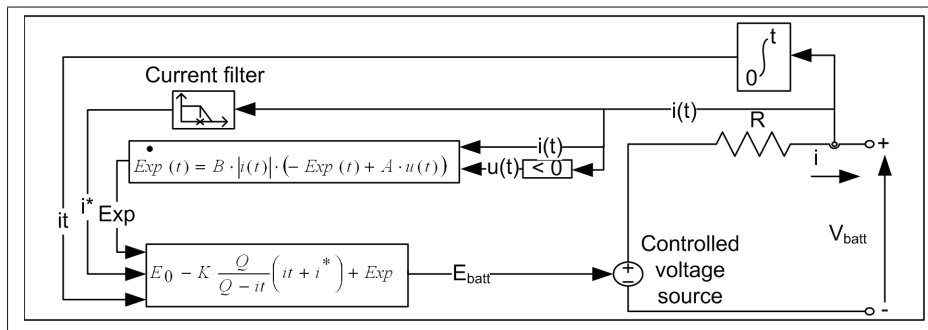


Figure 2.1 Modèle Shepherd modifié
Tirée de Tremblay (2007)

Le modèle proposé est composé d'une résistance interne et d'une source de tension E_{batt} qui varie selon l'équation 2.1 en décharge et selon l'équation 2.2 en recharge pour une batterie de type lithium-ion.

$$E_{batt} = E_0 - R \cdot i - K \frac{Q}{Q - it} \cdot (it + i^*) + A \exp(-B \cdot it) \quad (2.1)$$

$$E_{batt} = E_0 - R \cdot i - K \frac{Q}{it - 0.1 \cdot Q} \cdot i^* - K \frac{Q}{Q - it} \cdot it + A \exp(-B \cdot it) \quad (2.2)$$

où E_0 est la tension à circuit ouvert (V), K est la constante de polarisation (V/Ah), R est la résistance interne (Ω), i est le courant de la batterie (A), i^* est le courant filtré de la batterie (A), Q est la capacité (Ah), it est la charge actuelle de la batterie (Ah), A est l'amplitude de

la zone exponentielle (V) et B est la constante de capacité inverse de la zone exponentielle $((Ah)^{-1})$.

2.2.1 Extraction des paramètres

Quelques paramètres se retrouvent directement dans le tableau des paramètres de la batterie du fabricant, tels que la résistance interne et la capacité maximale.

Le modèle générique proposé ne nécessite que trois points sur une courbe de décharge fournie dans la fiche technique du fabricant de batterie pour déterminer les paramètres de simulation du modèle. Ces 3 points d'opérations sont :

- la tension de la batterie pleine.
- la tension de la batterie et capacité consommée à la fin de la zone exponentielle.
- la tension de la batterie et capacité consommée à la fin de la zone nominale.

La figure 2.2 représente ces trois points d'opérations de la courbe de décharge à la température de la pièce.

La zone exponentielle est la partie de la courbe où la tension chute rapidement en début de décharge. La zone nominale est la partie de la courbe où la tension est pratiquement constante. Cette dernière zone débute à la fin de la zone exponentielle et s'arrête lorsque la tension de la batterie chute rapidement à la fin de la décharge.

Le temps de réponse de la batterie (T_d), s'appliquant au courant filtré i^* , est un paramètre qui se trouve expérimentalement en appliquant un échelon de courant à la batterie et en observant la réponse de la tension à ce stimuli. Le courant filtré est défini selon l'équation 2.3.

$$i^*(t) = \mathcal{L}^{-1}\left(\frac{I(s)}{1 + s \cdot T_d}\right) \quad (2.3)$$

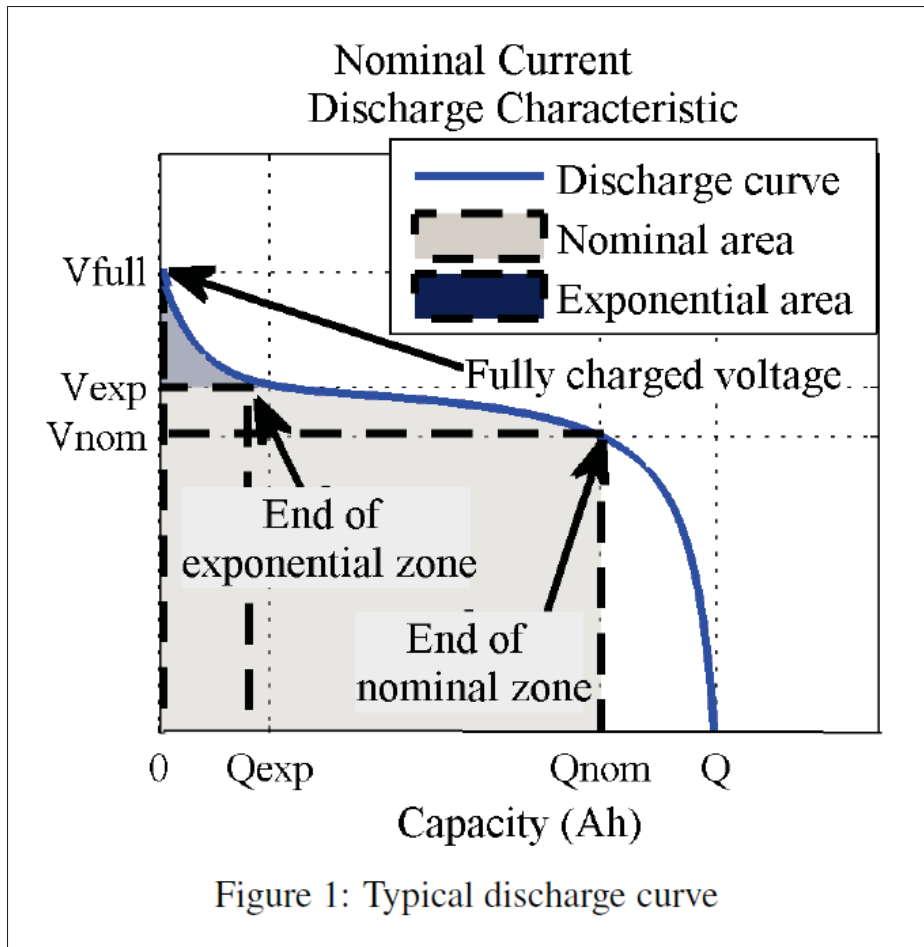


Figure 2.2 Courbe de décharge typiquement fournie par les
manufacturiers de batteries
Tirée de Tremblay (2007)

E_0 , K , A et B sont ensuite calculés avant le début de la simulation à partir des paramètres précédemment identifiés dans la fiche technique.

2.2.2 Validation du modèle de Shepherd modifié

Comme première validation du modèle, des décharges à courant constant à la température de la pièce (23°C) sont simulées pour les 4 types de cellules physiques et sont comparées aux courbes de décharges fournies par les manufacturiers de batterie.

Une validation expérimentale de ce modèle a été effectuée par Tremblay (2009). De plus, des tests dynamiques de décharge et recharge ont été effectués sur ces cellules afin de permettre une validation du comportement transitoire du modèle proposé. L'erreur obtenue entre les données simulées et expérimentales en régime dynamique est de $\pm 3\%$ dans la zone d'opération de la cellule lithium-ion, ce qui est satisfaisant pour un modèle générique simplifié tel que celui proposé.

2.2.3 Synthèse du modèle de Shepherd modifié

Ce modèle s'avère très efficace et simple d'utilisation, mais le comportement de la batterie ne varie pas en fonction de la température ambiante.

Une version de ce modèle incluant une dépendance à la température est décrite en détail dans la section 2.3. Seulement l'option lithium-ion du modèle permet une dépendance aux paramètres et variables thermiques actuellement.

2.3 Développement du modèle thermique

Dans l'environnement SimPower Systems de SIMULINK, un modèle thermique est ajouté au modèle de Shepherd modifié (Njoya M. (2015)).

Le schéma du modèle thermique ajouté au modèle de Shepherd modifié est illustré à la figure 2.3.

Le modèle thermique se divise en trois sections :

- estimation de la puissance dissipée (sous-section 2.3.1)
- modèle thermique (sous-section 2.3.2)
- estimation des paramètres électriques variant avec la température (sous-section 2.3.3)

Dans le bloc principal du modèle de Shepherd modifié, le terme $-C \cdot it$ a été rajouté à l'équation de la source de tension pour permettre un ajustement de la pente de polarisation de la

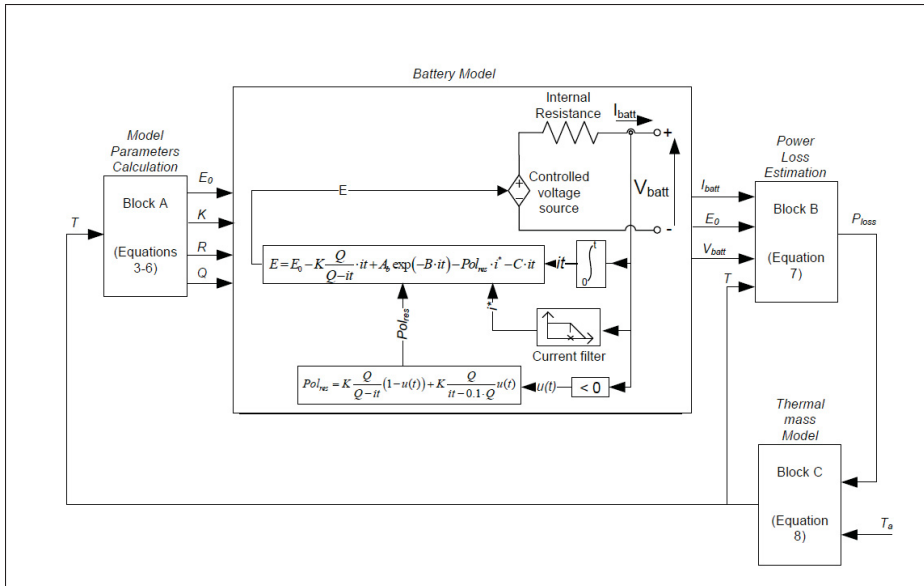


Figure 2.3 Modèle Shepherd modifié incluant le modèle thermique développé

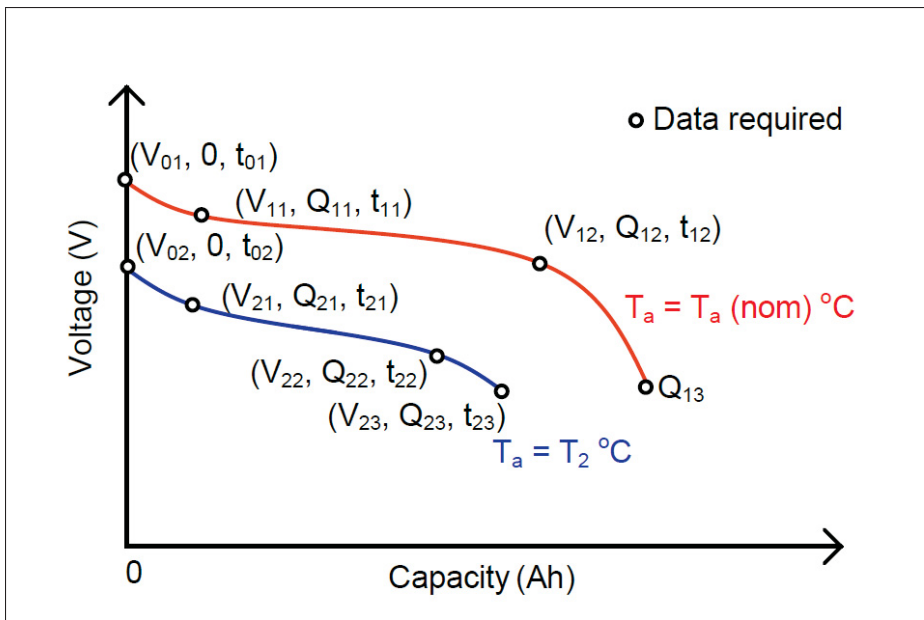


Figure 2.4 Points d'opérations du modèle thermique proposé

batterie par le paramètre C . Il s'agit d'un paramètre interne au modèle et n'est pas accessible à l'utilisateur. Ce paramètre est calculé selon l'équation 2.4.

$$C = \frac{V_{11} - V_{12}}{Q_{12} - Q_{11}} \quad (2.4)$$

De plus, la tension de coupure de la batterie (cut-off voltage) a été rajoutée comme paramètre à ce modèle précédent pour prendre en compte la tension minimale à laquelle la batterie peut opérer.

La figure 2.4 illustre les points d'opérations nécessaires à la simulation du modèle proposé.

2.3.1 Estimation de la puissance dissipée

La puissance dissipée d'une batterie/cellule lithium-ion est principalement composée de pertes ohmiques et entropiques. L'équation 2.5 représente la puissance dissipée par une batterie lithium-ion lors d'une décharge.

$$P_{diss}(décharge) = (E_0(T) - V_{batt}(T)) \cdot i + \frac{\partial E}{\partial T} \cdot i \cdot T \quad (2.5)$$

Où P_{diss} est la puissance dissipée de la batterie (W), E_0 est la tension à circuit ouvert de la batterie (V), V_{batt} est la tension mesurée aux bornes de la batterie (V), i est le courant circulant dans la batterie (A), T est la température interne de la batterie (°C) et $\frac{\partial E}{\partial T}$ est le coefficient à circuit ouvert de la batterie (V/K).

L'équation 2.5 est basée sur les travaux de Bernardi (1985) qui sont parmi les premiers à avoir modélisé et validé de manière simple la génération de chaleur dans une cellule lithium-ion.

Le premier terme de l'équation 2.5 représente les pertes ohmiques dues aux résistances de polarisation et interne de la batterie. Le deuxième terme représente les pertes entropiques (pertes réversibles) dues aux réactions électrochimiques de la batterie.

Les pertes en recharge ne sont pas les mêmes qu'en décharge, on rajoute un terme supplémentaire aux pertes en décharge, ΔP . Ces pertes additionnelles sont dues à une polarisation plus

importante en recharge qu'en décharge (Dong (2014)). L'équation 2.6 représente la puissance dissipée en recharge et l'équation 2.7 représente le terme supplémentaire de puissance dissipée en recharge. Cette équation n'est valide que pour une montée de température interne linéaire de la batterie.

$$P_{diss}(recharge) = P_{diss}(décharge) + \Delta P \quad (2.6)$$

$$\Delta P = \frac{t_c \cdot (\theta_1 - \theta_2)}{R_{th}} \quad (2.7)$$

Où θ_1 et θ_2 est le taux de changement de la température interne de la batterie ($^{\circ}C/s$) durant la décharge et la recharge respectivement, quand le courant de décharge/recharge appliqué à la batterie est le même.

Le terme ΔP a été remarqué avec les essais expérimentaux lorsque les puissances dissipées expérimentales étaient toujours plus élevées que celles simulées. Ce terme vient compenser cette différence.

2.3.2 Modèle thermique

Un modèle thermique unidimensionnel incluant une source de chaleur (P_{diss} ou P_{loss} en notation anglophone), une résistance thermique (R_{th}), une capacité thermique (C_{th}) et une température ambiante (T_a) est utilisé. Le schéma du modèle thermique est illustré à la figure 2.5.

Le circuit $R_{th} - C_{th}$ est un système du premier ordre et peut être représenté par la fonction de transfert dans le domaine de Laplace démontrée à l'équation 2.8.

$$T(s) = \frac{P_{diss}(s)R_{th} + T_a(s)}{1 + s \cdot t_c} \quad (2.8)$$

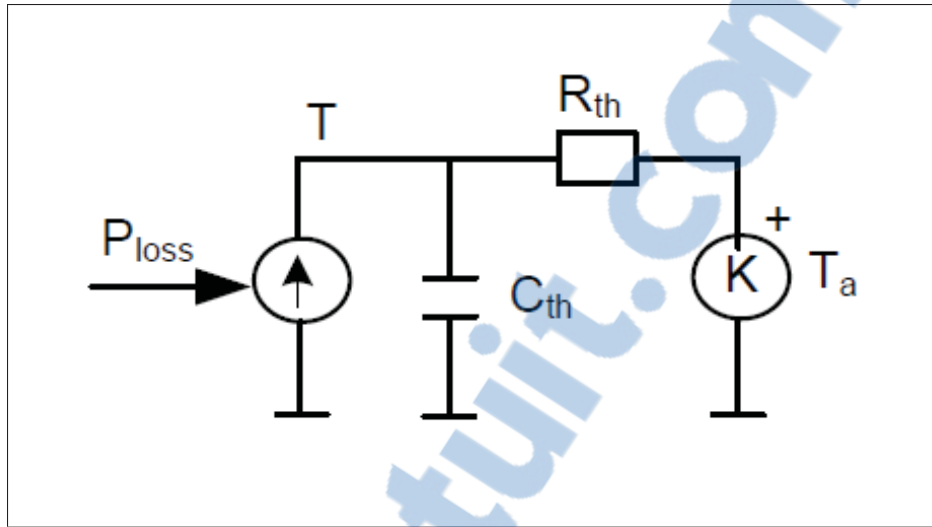


Figure 2.5 Modèle thermique proposé

où $t_c = R_{th}C_{th}$ est la constante de temps thermique (s), T est la température interne de la cellule ($^{\circ}\text{C}$), T_a est la température ambiante ($^{\circ}\text{C}$), R_{th} est la résistance thermique (cellule à ambiant), C_{th} est la capacité thermique ($^{\circ}\text{C}$).

En appliquant la transformation inverse de Laplace sur l'équation 2.8, on obtient la représentation temporelle suivante :

$$T(t) = \mathcal{L}^{-1}\left(\frac{P_{diss}(s)R_{th} + T_a(s)}{1 + s \cdot t_c}\right) \quad (2.9)$$

Un système thermique d'un ordre supérieur permettrait une plus grande précision, en utilisant un modèle à paramètres distribués. Cependant, dans le cas de ces travaux, les données internes de la batterie ne sont pas connues et il n'est possible que d'estimer les paramètres thermiques d'un système thermique du premier ordre à partir d'expérimentations simples à la température de la pièce, i.e. 23°C .

L'identification des paramètres thermiques par expérimentation est expliquée en détail dans le chapitre 3 car, contrairement aux autres paramètres du modèle proposé, les paramètres ther-

miques ne peuvent pas être estimés par les données disponibles dans les fiches techniques de batterie.

2.3.3 Estimation des paramètres électriques variant avec la température

Les paramètres électriques du modèle de Shepherd modifié (E_0 , K , R et Q) doivent dépendre de la température interne de la cellule précédemment estimé par le modèle thermique.

La tension à l'équilibre E_0 , la constante de polarisation K et la résistance interne d'une cellule se calculent par les relations de Nernst et Arrhenius :

$$E_0(T) = E_0 \Big|_{T_{ref}} + \frac{\partial E}{\partial T} (T - T_{ref}) \quad (2.10)$$

Rapport-gratuit.com 
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

$$K(T) = K \Big|_{T_{ref}} \cdot \exp\left(\alpha \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right) \quad (2.11)$$

$$R(T) = R \Big|_{T_{ref}} \cdot \exp\left(\beta \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right) \quad (2.12)$$

L'impact de la température sur la capacité de la cellule se calcule facilement à partir de la différence entre la capacité à T_1 et celle à T_2 donnant la constante $\frac{\Delta Q}{\Delta T}$. L'équation 2.13 représente la relation entre la capacité de la cellule et la température ambiante.

$$Q(T_a) = Q \Big|_{T_{ref}} + \frac{\Delta Q}{\Delta T} (T_a - T_{ref}) \quad (2.13)$$

Les paramètres $E_0 \Big|_{T_{ref}}$, $\frac{\partial E}{\partial T}$, $K \Big|_{T_{ref}}$, α , $R \Big|_{T_{ref}}$, β , $Q \Big|_{T_{ref}}$ et $\frac{\Delta Q}{\Delta T}$ sont estimés par un algorithme de moindres carrés non-linéaire à partir des paramètres thermiques et électriques précédemment identifiés. La fonction *lsqnonlin* de l'outil Matlab Optimization Toolbox est utilisée pour résoudre le système d'équations non-linéaires suivant sous la forme $f(x) = 0$:

$$f_1(x) = \frac{V_{01} - V_{batt}(T(t_{01}))}{V_{01}} \quad (2.14)$$

$$f_2(x) = \frac{V_{11} - V_{batt}(T(t_{11}))}{V_{11}} \quad (2.15)$$

$$f_3(x) = \frac{V_{12} - V_{batt}(T(t_{12}))}{V_{12}} \quad (2.16)$$

$$f_4(x) = \frac{V_{02} - V_{batt}(T(t_{02}))}{V_{02}} \quad (2.17)$$

$$f_5(x) = \frac{V_{21} - V_{batt}(T(t_{21}))}{V_{21}} \quad (2.18)$$

$$f_6(x) = \frac{V_{22} - V_{batt}(T(t_{22}))}{V_{22}} \quad (2.19)$$

Les équations permettant d'estimer la température interne de la batterie aux points d'opérations sont montrées à la figure 2.6.

2.4 Conclusion

Le modèle proposé dans Njoya M. (2015) a été expliqué en détail et démontre une amélioration très intéressante par rapport au modèle de Shepherd modifié proposé dans Tremblay (2007) quant à la dépendance du modèle à la température ambiante.

Une validation de ce modèle est proposée aux chapitres 3 et 4 afin de prouver le bon fonctionnement dans plusieurs contextes d'utilisation de la batterie.

$T(t_{01}) = T_a(nom)$
$T(t_{11}) = \frac{\left[\left(E_0 - \frac{\partial E}{\partial T} \cdot T(t_{01}) - V_{11} \right) \cdot i \cdot R_{th} + T_a(nom) \right] \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{1}{t_c} \cdot t_{11} \right) \cdot (1 - T(t_{01})) \right]}{1 - 2 \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{1}{t_c} \cdot t_{11} \right) \cdot \frac{\partial E}{\partial T} \cdot i \cdot R_{th} \right]}$
$T(t_{12}) = \frac{\left[\left(E_0 - \frac{\partial E}{\partial T} \cdot T(t_{01}) - V_{12} \right) \cdot i \cdot R_{th} + T_a(nom) \right] \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{1}{t_c} \cdot t_{12} \right) \cdot (1 - T(t_{01})) \right]}{1 - 2 \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{1}{t_c} \cdot t_{12} \right) \cdot \frac{\partial E}{\partial T} \cdot i \cdot R_{th} \right]}$
$T(t_{02}) = T_2$
$T(t_{21}) = \frac{\left[\left(E_0 - \frac{\partial E}{\partial T} \cdot T(t_{01}) - V_{21} \right) \cdot i \cdot R_{th} + T_2 \right] \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{1}{t_c} \cdot t_{21} \right) \cdot (1 - T(t_{02})) \right]}{1 - 2 \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{1}{t_c} \cdot t_{21} \right) \cdot \frac{\partial E}{\partial T} \cdot i \cdot R_{th} \right]}$
$T(t_{22}) = \frac{\left[\left(E_0 - \frac{\partial E}{\partial T} \cdot T(t_{01}) - V_{22} \right) \cdot i \cdot R_{th} + T_2 \right] \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{1}{t_c} \cdot t_{22} \right) \cdot (1 - T(t_{02})) \right]}{1 - 2 \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{1}{t_c} \cdot t_{22} \right) \cdot \frac{\partial E}{\partial T} \cdot i \cdot R_{th} \right]}$

Figure 2.6

CHAPITRE 3

VALIDATION DE LA BATTERIE LIFEP04

Le cyclage des batteries est une méthode reconnue pour effectuer la validation d'un modèle de batterie. Les données recueillies sont comparées à celle du modèle pour les mêmes conditions de test afin de valider la performance de la modélisation à différents points d'opération.

Ce chapitre est divisé ainsi :

- le montage expérimental de la batterie LiFePO4 est décrit à la section 3.1 ;
- les conditions de test sont énoncées à la section 3.2 ;
- l'identification expérimentale des paramètres thermiques est expliquée à la section 3.3 ;
- la validation statique par décharge CC et recharge CC-CV de la batterie LiFePO4 à plusieurs températures ambiantes est effectuée aux sous-sections 3.4.2 et 3.4.3 respectivement ;
- la validation dynamique par la décharge/recharge pulsée de la batterie LiFePO4 et la simulation d'un cycle de conduite à plusieurs températures ambiantes est effectuée aux sous-sections 3.4.4, 3.4.5 et 3.4.6 respectivement ;
- les résultats de validation de la batterie LiFePO4 sont analysés et discutés à la section 3.5.

3.1 Montage expérimental du cyclage de batterie

Le montage expérimental utilisé pour le cyclage des batteries est montré à la figure 3.1. Le schéma fonctionnel de ce montage est illustré à la figure 3.2. La batterie Valence U1-12XP est utilisée pour la validation expérimentale.

Le module U1-12XP est composée de groupes parallèles de 4 cellules LiFePO4 en série d'une tension nominale de 3.2V et d'une capacité nominale de 40Ah. Un module d'acquisition à l'intérieur de la batterie mesure la température à l'intérieur de la batterie à 7 endroits et l'état de charge de la batterie (SOC). La valeur moyenne des températures internes mesurées est considérée la température interne de la batterie. Les données des batteries sont obtenues par le protocole de communication CAN qui communique avec le "Battery Monitoring system"



Figure 3.1 Montage expérimental du module U1-12XP

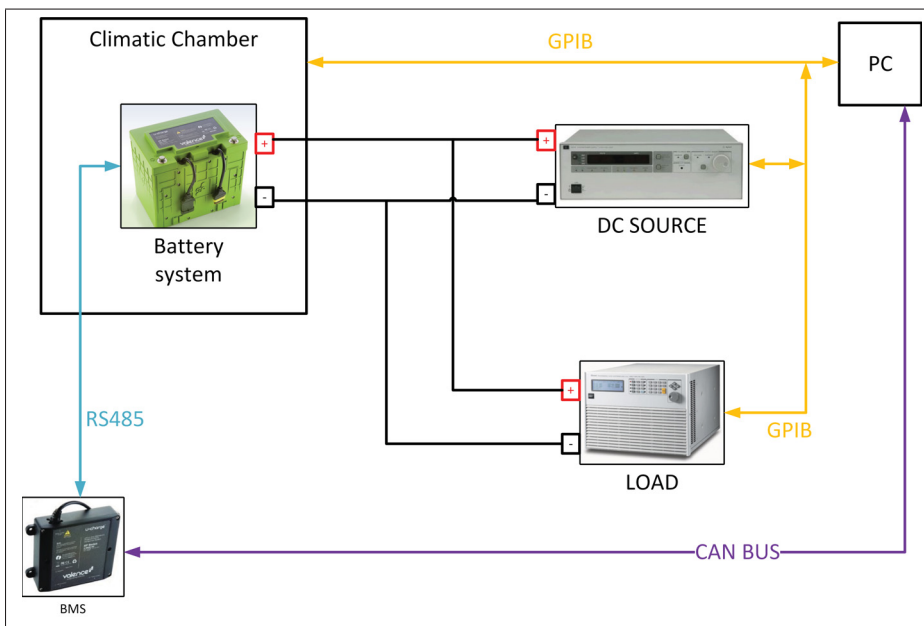


Figure 3.2 Schéma électrique de cyclage des batteries U1-12XP

(BMS) des batteries. La batterie et le BMS communiquent par le protocole de communication RS485 entre elles.

En cas de fautes, le BMS ouvre le contacteur de protection et coupe le circuit de charge/décharge. Le système peut détecter des fautes de surtempérature, surcourant, surtension, sous-tension et d'isolation électrique. Une protection par des fusibles DC de 60A est aussi ajoutée pour assurer une redondance à la protection des batteries.

Une alimentation électrique et une charge électrique programmables sont utilisées pour recharger et décharger la batterie. Une chambre thermique est utilisée pour placer la batterie dans un environnement dont on peut varier la température ambiante. Ces instruments sont commandés par le programme d'automatisation avec le protocole de communication SCPI sous un réseau GPIB.

Voici les instruments utilisés pour l'expérimentation :

- charge électronique Chroma 63804 ;
- source DC Agilent 6032A ;
- U-BMS Valence ;
- chambre thermique TPS10RC Tenney et Thermotron XSE600 (selon la disponibilité des équipements).

3.1.1 Programmation du banc de test de batterie

La programmation du banc de test utilisé pour obtenir les résultats expérimentaux de la batterie Valence a été effectuée sur le logiciel LabView.

Plusieurs boucles d'acquisitions et de contrôles des instruments sont exécutées en parallèles à 5Hz. Une machine à état gère tout le comportement du banc de test en suivant un tableau de cyclage défini dans un fichier Excel. Ce tableau de cyclage dicte le type de test à effectuer, la valeur initiale du courant et la température ambiante initiale. Une boucle supplémentaire enregistre les données à 1Hz (validation statique) et 5Hz (validation dynamique) dans un fichier .csv créé avec la date et la description du test effectué. Les données du BMS, du chargeur et de la charge électronique sont affichées en continu sur l'interface. Par la suite, les données

du fichier .csv sont entrées dans MATLAB pour comparer ces données expérimentales aux résultats de simulation.

La figure 3.3 montre la partie de l'interface LabView permettant la communication avec le BMS de Valence.

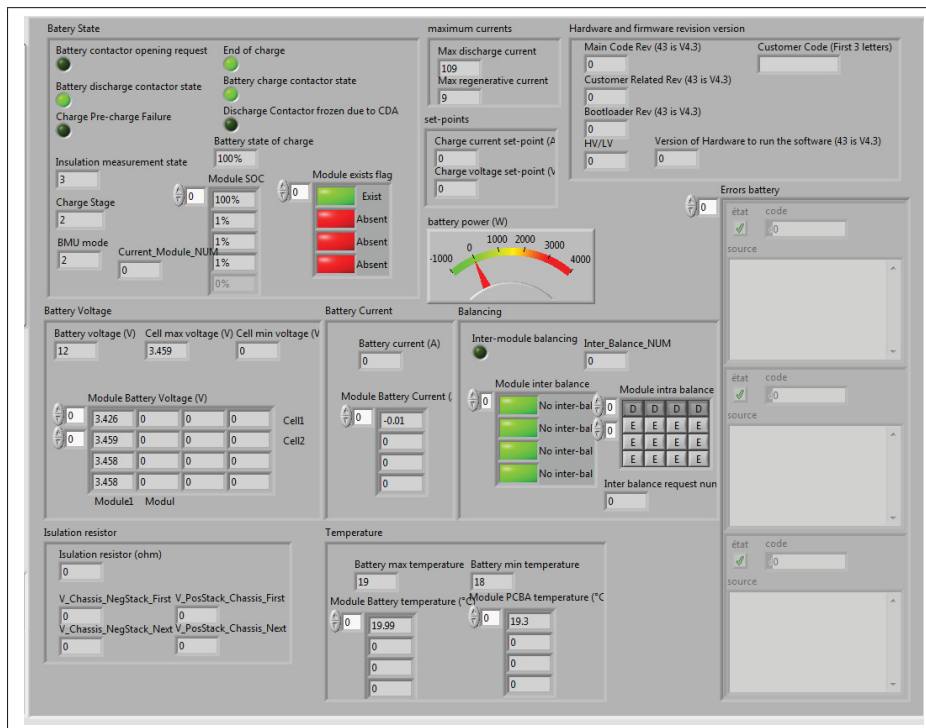


Figure 3.3 Interface LabView du BMS de la batterie Valence

3.2 Conditions de test

Pour assurer une validité de la comparaison entre les données expérimentales et simulées, il faut s'assurer d'avoir sensiblement les mêmes conditions de test.

Les conditions de tests reproduites expérimentalement et en simulation sont les suivantes :

- les températures ambiantes sont les mêmes ;
- la température interne initiale expérimentale est à $\pm 2^{\circ}\text{C}$ de la température ambiante ;

- l'état de charge (SOC) initial peut différer en mode recharge. Cette différence est expliquée plus loin dans cette section ;
- le courant de recharge/décharge est le même.

Une période de repos de 4 heures est imposée entre les décharges et recharge pour la batterie U1-12XP afin de stabiliser les matériaux chimiques de la batterie avant le début d'un test. Cette période dure 2 heures pour les cellules étant donné leur capacité thermique beaucoup plus faible qu'une batterie.

Une tension flottante de 13.8V (Float voltage selon la nomenclature du manufacturier) est appliquée à la batterie U1-12XP durant la période de repos entre la recharge CC-CV et la décharge CC pour éliminer l'auto-décharge de la batterie et considérer un SOC de 100% au début de la décharge. Le test de décharge est arrêté lorsque la tension atteint la tension de coupure de la batterie. Cette tension est de 10.5V dans le cas du module U1-12XP.

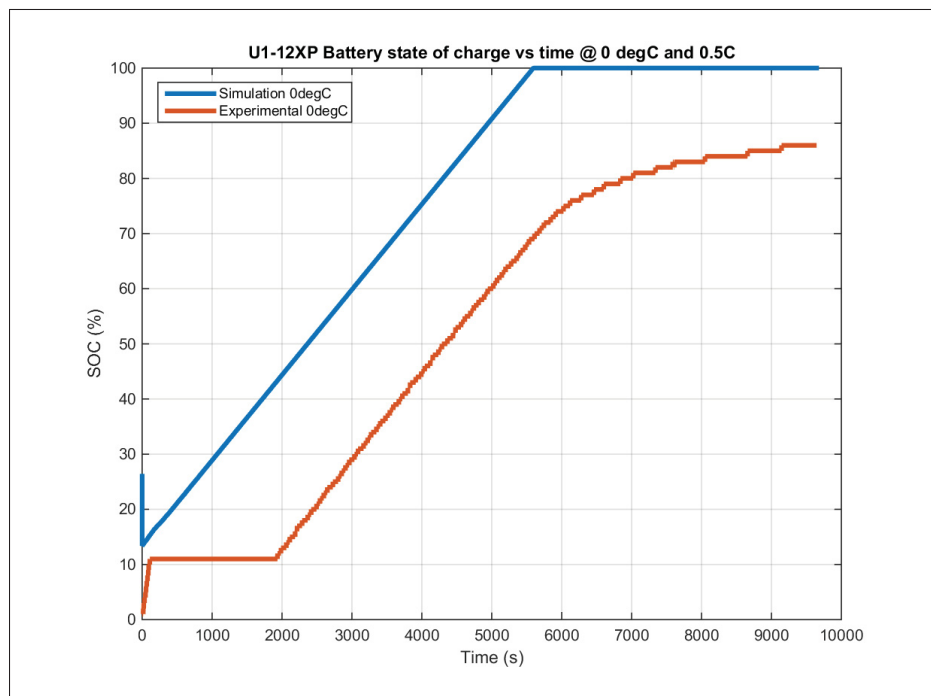


Figure 3.4 SOC de la batterie U1-12XP à $T_{amb} = 0$ et $C/2$ lors d'une recharge CC-CV

Par contre, pour le mode recharge, il est difficile de déterminer le SOC initial de simulation à partir du SOC initial expérimental. À la figure 3.4, on peut observer l'état de charge expérimental et simulé de la batterie U1-12XP à une température ambiante de 0 °C, un taux de recharge de C/2 durant une recharge CC-CV. Le SOC expérimental est faussé à basse température et à SOC faible au début de la recharge. Sur la figure 3.4, on remarque un plateau à environ 11% du SOC expérimental même si le courant de recharge reste à C/2. L'estimation du SOC par le BMS de Valence ne réagit pas bien à basse température et lors du début de la recharge. Il est difficile d'expliquer la raison de la divergence du SOC dans ces conditions, car l'algorithme d'estimation du SOC est confidentiel. Il est toutefois mentionné dans le manuel d'utilisation du BMS que le SOC estimé est plus précis pour valeurs au-dessus de 40%. Le SOC simulé à basse température diminue au début de la recharge avant de remonter normalement. Ce phénomène est probablement dû à une mauvaise compensation de la lecture du SOC par l'algorithme du fabricant. Le SOC initial en recharge n'est pas le même pour l'expérimental et la simulation, il est ajusté pour obtenir de meilleurs résultats en simulation.

Pour les cellules, aucun dispositif électronique n'estime le SOC contrairement à la batterie de Valence. Pour ce faire, l'estimation du SOC se fait après les tests expérimentaux en utilisant les données du test précédent. En comptant les coulombs débités par la cellule lors de la décharge précédente, il est possible d'approximer le SOC initial de la recharge suivante.

3.3 Identification expérimentale des paramètres thermiques

Tel qu'expliqué dans le chapitre précédent, les paramètres thermiques sont identifiés par expérimentation, car ils ne sont pas disponibles dans les fiches techniques des fabricants.

Une méthode d'identification de la constante de temps thermique t_c a été développée par Njaya M. (2015). À la température de la pièce (T_0), i.e. 23 °C, on applique une décharge de 1C jusqu'à ce que la température interne de la batterie atteigne $T_a + 10^\circ\text{C}$ à l'instant t_1 . À ce moment, la décharge est arrêtée, on assume $P_{diss} = 0$ Watts, ce qui permet de déterminer la température au temps t_2 par l'équation 3.1.

$$T_{i2} = T(t_1 + t_c) = T(t_2) = (T_1 - T_a)e^{-1} + T_a \quad (3.1)$$

On détermine t_2 à partir de l'équation 3.1 en calculant la température à ce moment. On peut ainsi calculer t_c par l'équation 3.2.

$$t_c = t_2 - t_1 \quad (3.2)$$

Les figures 3.5 et 3.6 représentent respectivement les tests d'identification des paramètres thermiques en décharge et recharge.

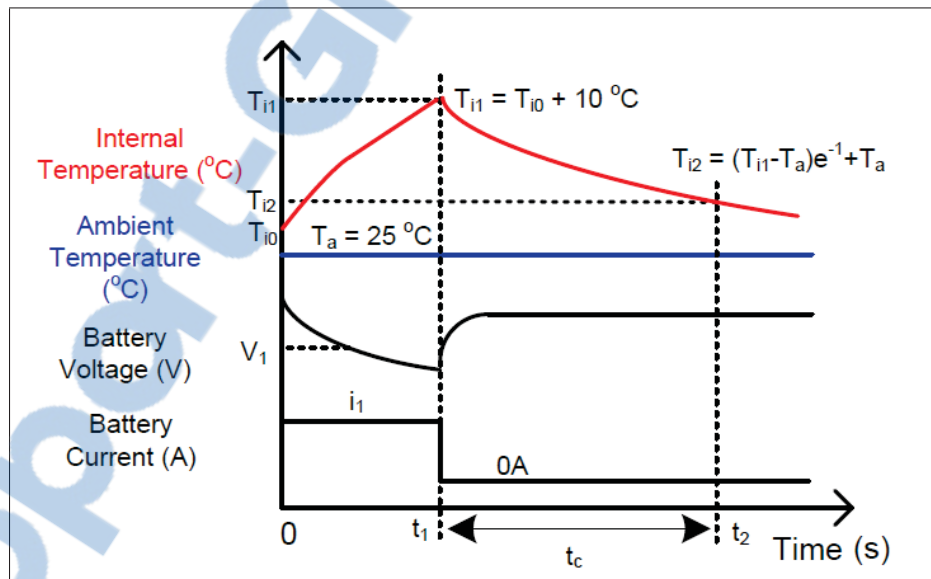


Figure 3.5 Identification expérimentale des paramètres thermiques en décharge

Assumant la puissance dissipée de la batterie constante durant la recharge, la température interne au moment t_1 peut être estimée selon l'équation 3.3.

$$T_{i1} \approx (R_{th}P_{l2} + T_a) \cdot \frac{t_1}{t_c} + T_{i0} \cdot \left(1 - \frac{t_1}{t_c}\right) \quad (3.3)$$

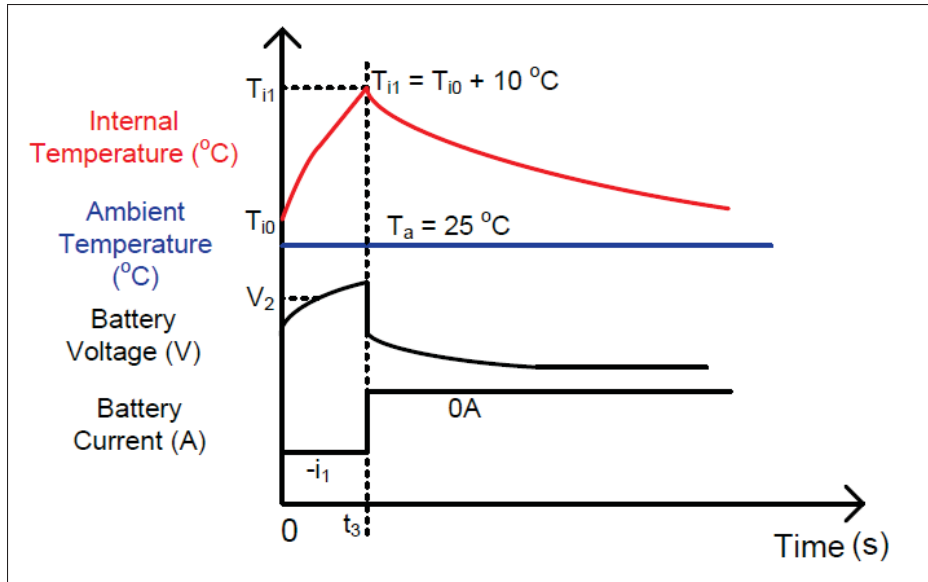


Figure 3.6 Identification expérimentale des paramètres thermiques en recharge

La résistance thermique R_{th} peut être calculée en reformulant l'équation 2.9 pour obtenir l'équation 3.4.

$$R_{th} = \frac{(T_{i1} - T_a) \cdot \left[1 - e^{\left(\frac{-t_3}{t_c}\right)}\right] - T_{i0} \cdot e^{\left(\frac{-t_3}{t_c}\right)}}{P_{l2} \cdot \left[1 - e^{\left(\frac{-t_3}{t_c}\right)}\right]} \quad (3.4)$$

P_{l2} , la puissance moyenne dissipée durant la recharge, est calculée de cette façon :

$$P_{l2} = V_2 \cdot i_1 \cdot \left(\frac{1}{\zeta} - 1\right) \quad (3.5)$$

Avec ζ , l'efficacité de décharge, exprimée ainsi :

$$\zeta = \frac{\text{puissance décharge}}{\text{puissance recharge}} = \frac{V_1}{V_2} \quad (3.6)$$

où V_1 et V_2 sont les tensions moyennes des batteries en décharge et recharge respectivement.

La puissance moyenne dissipée durant la décharge, P_{l1} , peut être dérivé selon l'équation suivante :

$$P_{l1} = \frac{T_{i1} - T_a \cdot \left[1 - e^{\left(\frac{-t_1}{t_c}\right)}\right] - T_{i0} \cdot e^{\left(\frac{-t_1}{t_c}\right)}}{R_{th} \cdot \left[1 - e^{\left(\frac{-t_1}{t_c}\right)}\right]} \quad (3.7)$$

Finalement, les pertes additionnelles en recharge peuvent être calculées ainsi :

$$\Delta P = P_{l2} - P_{l1} \quad (3.8)$$

La méthode expliquée ci-dessus permet d'identifier les paramètres thermiques en effectuant tous les tests à la température de la pièce.

3.4 Validation du modèle de simulation

Le schéma de simulation de la figure 3.7 a été utilisé pour valider le modèle thermique. Le modèle de simulation implique une source de courant contrôlée chargeant la batterie qui contient le modèle thermique proposé. La température ambiante peut être modifiée par une entrée au bloc de simulation de la batterie. De plus, une rampe est appliquée à la commande de la source de courant pour ralentir le taux de variation de la commande lors de tests dynamiques.

3.4.1 Identification des paramètres

Les paramètres de la fiche technique du fabricant des figures I-4 permettent de trouver tous les paramètres électriques requis pour simuler le modèle thermique de SimPower Systems.

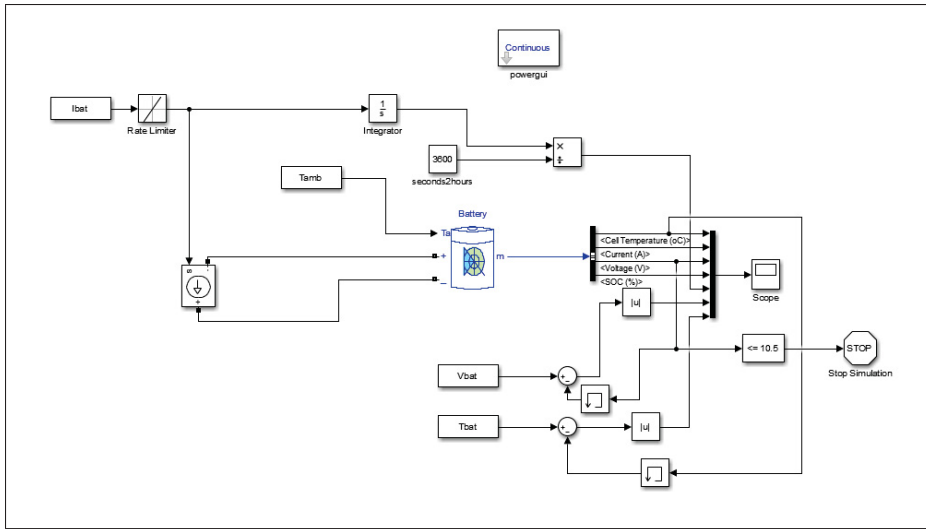


Figure 3.7 Schéma SIMULINK utilisé pour la validation du modèle SimPower Systems

Les courbes de décharge de la batterie U1-12XP en fonction de la température ambiante et à un taux de $C/5$ est montrée à la figure I-2. Celles-ci permettent de trouver les points d'opérations à $T1$ et $T2$ nécessaires pour estimer les paramètres de simulation.

Par contre, étant donné que la capacité de la batterie est déterminée à un taux de décharge de $C/2$, les courbes de décharge utilisées pour déterminer les paramètres de simulation doivent être à ce taux. La courbe de décharge à $C/2$ et à la température de la pièce illustrée à la figure I-3 sert de référence pour la température $T1$. Le taux de décharge $C/2$ est indiqué à la figure I-4. Une décharge à la température $T2$, toujours plus basse que $T1$, dans une chambre thermique permet de mesurer la courbe de décharge manquante pour trouver les paramètres à la deuxième température de référence.

Les paramètres thermiques de la batterie U1-12XP ont été identifiés à l'aide de méthodes expérimentales de la section 3.3 à titre d'exemple. Pour ces tests, la température ambiante est contrôlée à 25 °C par la chambre thermique.

Le résultat de cette identification en décharge et en recharge est illustré à la figure 3.8. Une seule valeur de t_c (4880 secondes) est identifiée pour la décharge et la recharge. Un temps de

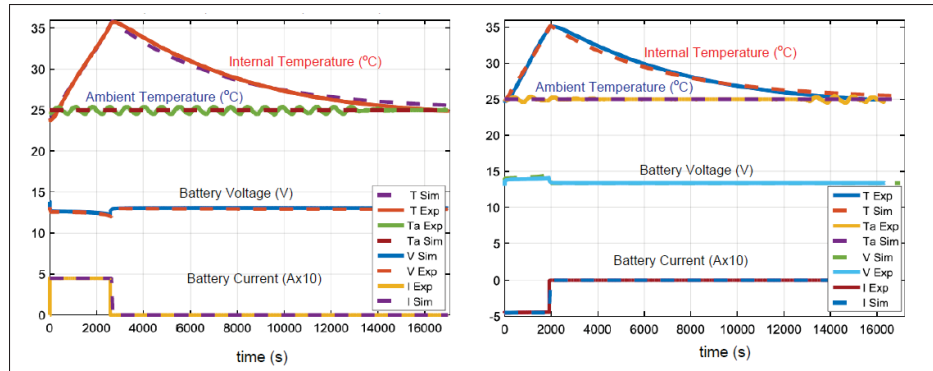


Figure 3.8 Identification de la constante de temps thermique (t_c) de la batterie U1-12XP en décharge (graphique de gauche) et en recharge (graphique de droite)

réponse thermique différent est identifié pour les tests sans chambre thermique, car le transfert de chaleur entre l'air ambiant et la batterie n'est pas le même que dans la chambre thermique.

Le tableau I-1 résume les paramètres de simulation de la batterie U1-12XP.

3.4.2 Validation en décharge CC

La figure 3.9 montre les courbes de décharge expérimentales et simulées à $C/2$ et plusieurs températures ambiantes. On remarque que les courbes de décharge simulées sont relativement semblables aux courbes de décharge mesurées pour des températures ambiantes de 0 à 45 °C .

La figure 3.10 montre l'évolution temporelle de la température interne de la batterie U1-12XP expérimentale et simulée pour des décharges à $C/2$ à différentes températures ambiantes. On remarque que les températures internes simulées se rapprochent énormément de celles mesurées durant toute la décharge.

L'erreur relative maximale de tension entre les données expérimentales et simulées pour la décharge CC est de 0.45%. L'erreur relative maximale de température interne entre les données expérimentales et simulées est de 0.5%.

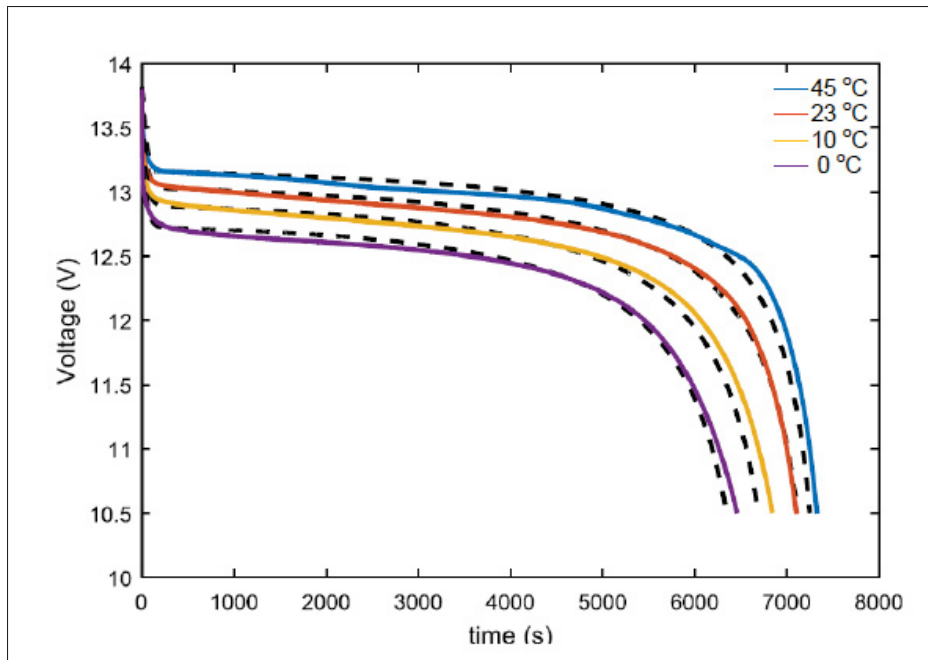


Figure 3.9 Validation de la tension du module U1-12XP par la décharge CC à un taux de C/2 et à différentes températures ambiantes (Les courbes simulées sont en pointillés noirs)

La décharge CC à -10 °C a été retirée étant donné que les résultats de simulation ne concordaient pas tout à fait avec les résultats expérimentaux. Cette température ambiante est la température ambiante limite d'opération de la batterie U1-12XP et il n'est pas conseillé d'opérer la batterie à une température interne aussi basse.

3.4.3 Validation en recharge CC-CV

La figure 3.11 montre les courbes de recharge CC-CV expérimentales et simulées à C/2 et plusieurs températures ambiantes. On remarque que la tension simulée se rapproche beaucoup de la tension expérimentale pour des températures ambiantes comprises entre 10 °C et 45 °C . À 0 °C , la tension simulée dévie un peu de la tension expérimentale lorsque l'on atteint la tension limite de la batterie.

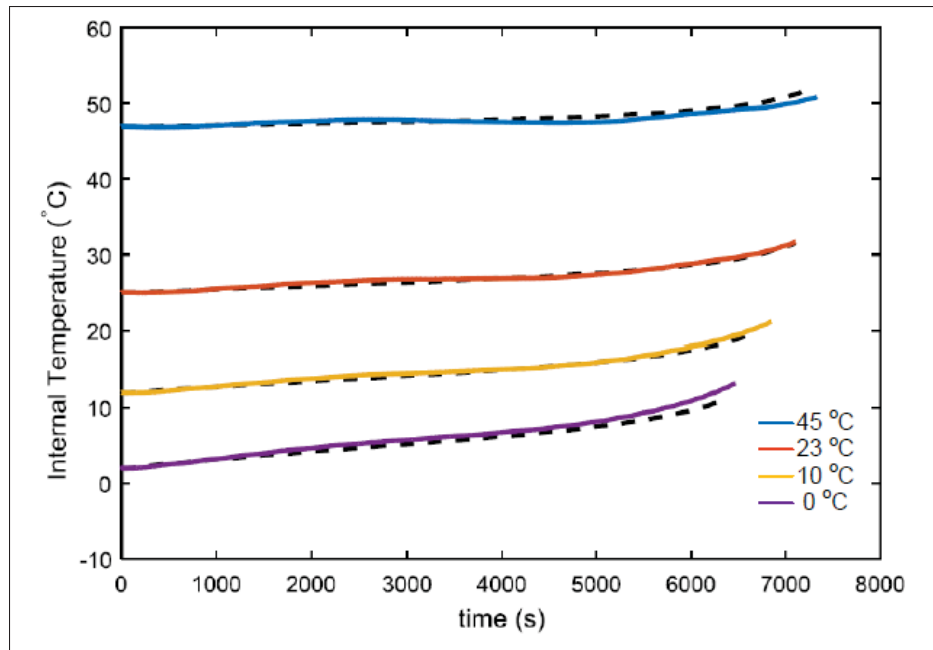


Figure 3.10 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP par la recharge CC-CV à un taux de $C/2$ et à différentes températures ambiantes
(Les courbes simulées sont en pointillés noirs)

La figure 3.12 montre l'évolution temporelle de la température interne de la batterie U1-12XP expérimentale et simulée pour des recharge CC-CV à $C/2$ et à différentes températures ambiantes. On remarque que la température interne simulée suit très bien la température interne expérimentale. Par contre, pour la décharge à 45 °C , la température interne simulée dévie de la température interne expérimentale plus la décharge avance dans le temps.

À la figure 3.11, on observe une déviation relativement importante de la tension simulée par rapport à la tension expérimentale à une température ambiante de 0 °C lors de l'approche de la tension maximale de la batterie (14.6V). Cette différence peut être expliquée par un SOC initial mal évalué.

La température ambiante limite de recharge de la batterie U1-12XP étant de 0 °C , la recharge CC-CV n'est pas effectuée à des températures plus basses que cette température ambiante limite.

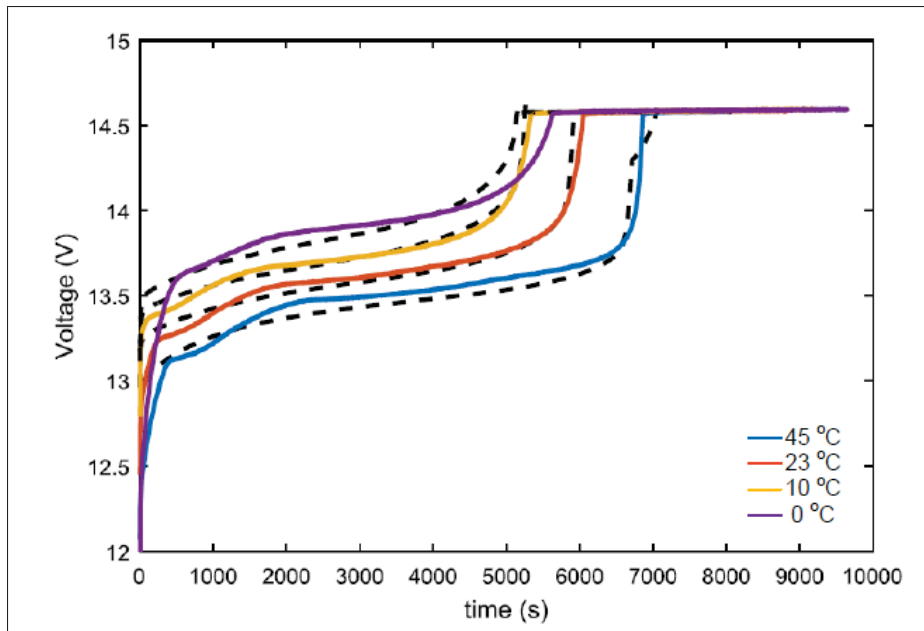


Figure 3.11 Validation de la tension de la batterie U1-12XP par la recharge CC-CV à un taux de $C/2$ et à différentes températures ambiantes (Les courbes simulées sont en pointillés noirs)

L'erreur relative maximale de tension entre les données expérimentales et simulées pour la recharge CC-CV est de 0.6%. L'erreur relative maximale de température interne entre les données expérimentales et simulées est de 0.85%.

La figure 3.13 représente l'erreur relative entre la simulation et les résultats expérimentaux selon le temps pour les tests de décharge et recharge ainsi que pour plusieurs températures ambiantes.

3.4.4 Validation en décharge pulsée

Tel qu'expliqué dans la revue de littérature à la section 1.3, la décharge pulsée d'une batterie lithium-ion est une bonne méthode de validation de son comportement dynamique à différentes températures ambiantes.

Une décharge a été effectuée sur la batterie U1-12XP avec un courant pulsé à une fréquence de 0.1Hz, un rapport cyclique de 70% et une amplitude de 36.5A.

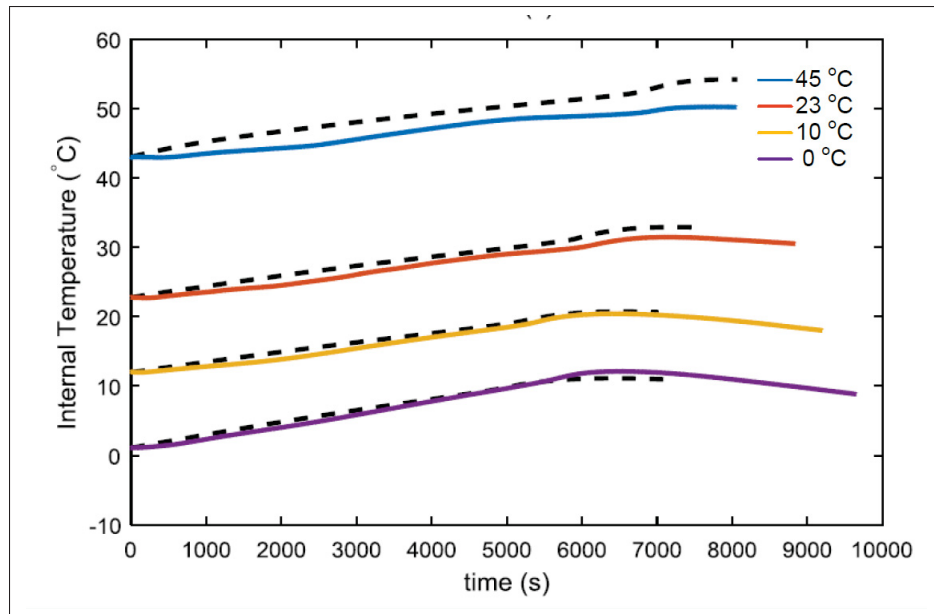


Figure 3.12 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP par la recharge CC-CV à un taux de C/2 et à différentes températures ambiantes
(Les courbes simulées sont en pointillés noirs)

Les figures 3.14 et 3.15 montrent les résultats de validation par décharges pulsées de la batterie U1-12XP à 40 °C. Les validations par décharge pulsée à des températures ambiantes comprises entre -10 et 40 °C sont illustrées dans l'annexe aux figures II-1, II-2, II-3, II-4, II-5, II-6, II-7, II-8, II-9 et II-10.

Pour la décharge pulsée, on remarque que, peu importe la température ambiante de test, la température interne mesurées de la batterie suit bien la tension et la température interne simulées. Par contre, la tension de la batterie simulée dévie beaucoup de la tension expérimentale lorsque la température ambiante diminue.

Cette différence est due au taux d'échantillonnage limité de la simulation et de l'acquisition de la mesure de tension par rapport à la fréquence relativement élevée des échelons de courants appliqués. Donc, la tension mesurée n'est pas tout à fait exacte étant donné qu'elle est sous-échantillonnée et la tension simulée souffre d'un pas de calcul trop faible pour suivre correctement les données expérimentales. L'échantillonnage de la simulation est limité, car, pour une

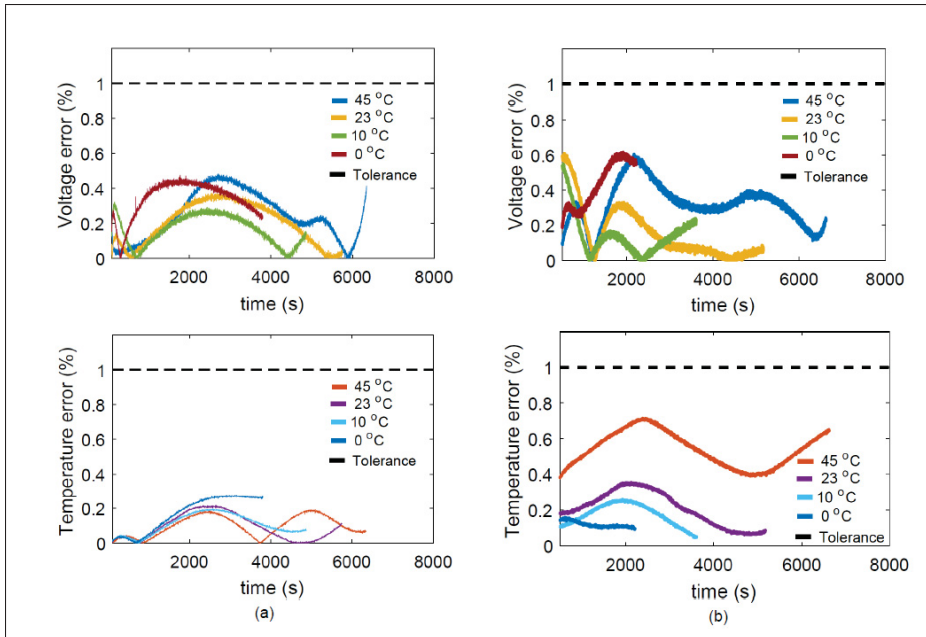


Figure 3.13 Erreur entre la simulation et les résultats expérimentaux : (a) décharge CC (b) recharge CC-CV

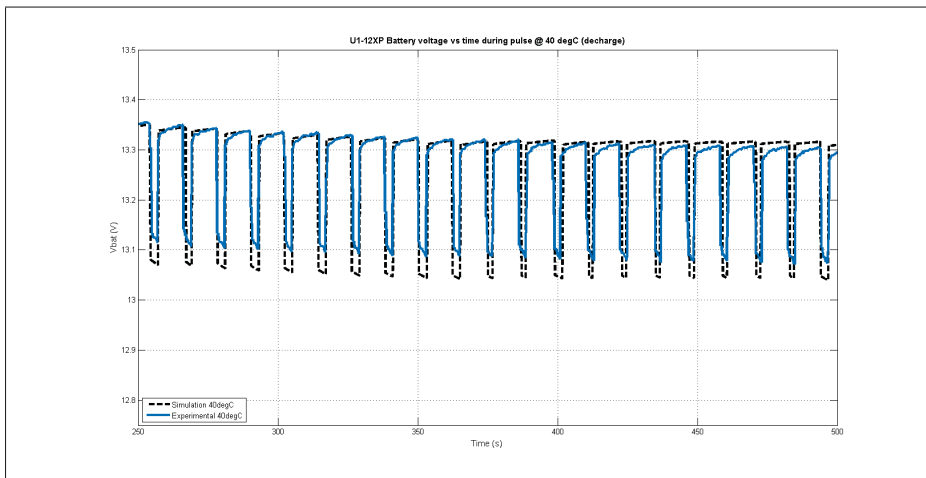


Figure 3.14 Validation de la tension de la batterie U1-12XP par la décharge pulsée à une température ambiante de 40 °C (La courbe simulée est en pointillés noirs)

simulation de quelques heures, la mémoire vive de l'ordinateur utilisée n'est pas suffisante. La température interne simulée de la batterie suit bien la température interne expérimentale pour toutes les températures ambiantes testées. La température interne n'est pas affectée par les taux

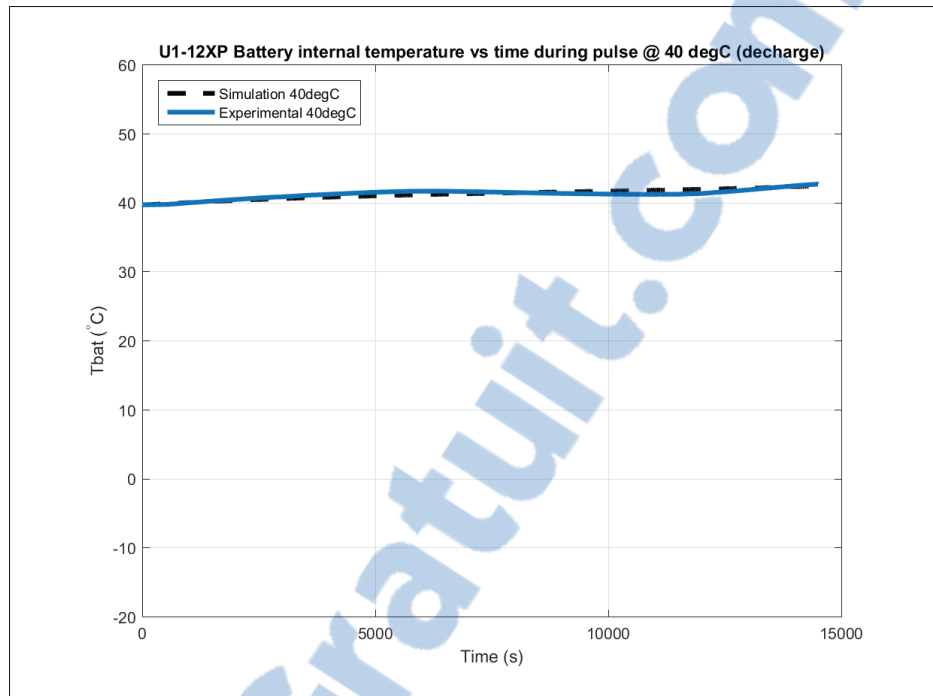


Figure 3.15 Validation de la température interne du module U1-12XP par la décharge pulsée à une température ambiante de 40 °C

d'échantillonnage de la mesure ni de la simulation, car la constante de temps thermique de la batterie U1-12XP est très élevée.

L'erreur relative maximale de tension entre les données expérimentales et simulées pour la décharge pulsée est de 8.5%. L'erreur relative maximale de température interne entre les données expérimentales et simulées est de 0.5%.

3.4.5 Validation en recharge pulsée

La recharge pulsée a été étudiée dans la littérature comme étant une méthode plus efficace et plus rapide que la recharge CC-CV (Chen (2009)).

Une recharge pulsée a été effectuée sur la batterie U1-12XP avec un courant pulsé à une fréquence de 0.1Hz, un rapport cyclique de 70% et une amplitude de 36.5A.

Les validations par recharge pulsée à des températures ambiantes de 0 à 40 °C sont illustrées dans l'annexe aux figures II-11, II-12, II-13, II-14, II-15, II-16, II-17 et II-18.

Pour la recharge pulsée, peu importe la température ambiante, on remarque que la tension simulée dévie quelque peu de la tension mesurée. Comme pour la décharge pulsée, l'erreur de tension est causée par le taux d'échantillonnage des mesures trop faible et le pas de calcul de simulation trop limité. La température interne simulée de la batterie se rapproche beaucoup de la valeur expérimentale pour toutes les températures ambiantes testées.

L'erreur relative maximale de tension entre les données expérimentales et simulées pour la recharge pulsée est de 9%. L'erreur relative maximale de température interne entre les données expérimentales et simulées est de 0.6%.

3.4.6 Validation par cyclage de conduite automobile

Tel qu'expliqué dans la revue de littérature à la section 1.4, le cyclage par cycle de conduite automobile est une méthode de validation dynamique efficace d'un modèle de batterie.

Des cycles de conduite SFUDS ont été adaptés au poids et à la tension nominale de la batterie afin d'obtenir une séquence de commande de courant étant donné que le standard SFUDS ne donne qu'une séquence de densité de puissance. L'état de charge initial est 100% et l'état de charge final est de 20% pour rester à l'intérieur de la plage de fonctionnement prescrite par le manufacturier. Les résultats de cette validation à 23 et 45 °C sont montrés aux figures 3.16 et 3.17.

On remarque sur les figures 3.16 et 3.17 que les résultats simulés sont semblables aux résultats expérimentaux.

Les résultats de validation par cycle de conduite aux températures ambiantes entre -10 et 45 °C sont montrées aux figures III-1, III-2, III-3, III-4, III-5, III-6, III-7, III-8, III-9 et III-10.

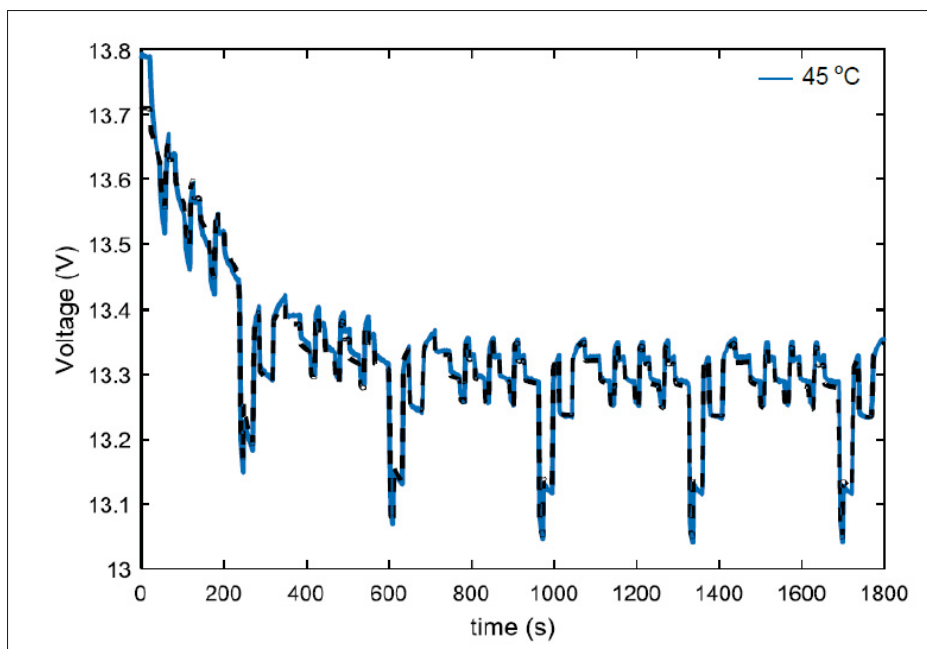


Figure 3.16 Validation de la tension de la batterie U1-12XP par une décharge suivant le protocole de conduite SFUDS à une température ambiante de 45°C
(La courbe simulée est en pointillés noirs)

La simulation de la température interne ne suit pas très bien la température interne expérimentale. La température interne simulée augmente beaucoup plus rapidement que la température interne expérimentale. Cependant, on observe que le maximum d'erreur relative de cette température n'est que de 3.5 %.

La puissance dissipée moyenne de la batterie durant la validation SFUDS n'est pas très élevée étant donné le faible courant moyen de décharge appliqué. Cette faible dissipation de chaleur crée un petit gradient de température entre l'intérieur et l'extérieur de la batterie, rendant difficile l'interprétation des résultats de validation de la température.

De plus, la chambre thermique compense pour la chaleur créée par la batterie en refroidissant l'habitacle. Cette compensation a un effet sur la température interne mesurée qui se stabilise aux alentours de la température ambiante commandée. La température interne simulée, quant

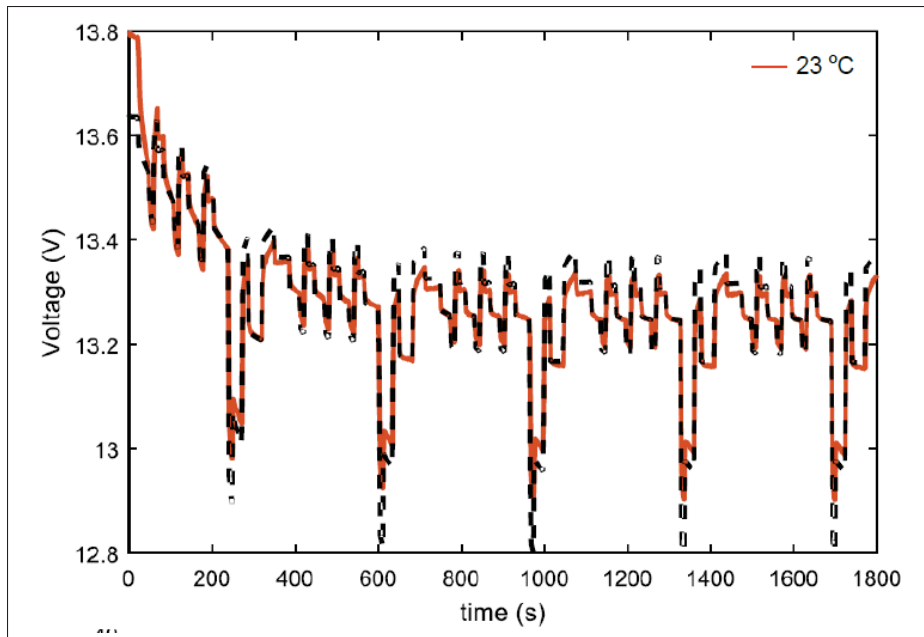


Figure 3.17 Validation de la tension de la batterie U1-12XP par une décharge suivant le protocole de conduite SFUDS à une température ambiante de 23°C
(La courbe simulée est en pointillés noirs)

à elle, continue à augmenter, car l'effet de la chambre thermique n'est pas pris en compte dans la simulation.

3.5 Analyse des résultats

Les résultats de simulation concordent bien avec les résultats expérimentaux selon une tolérance jugée acceptable. Le tableau 3.1 résume ces résultats de validation.

Tableau 3.1 Tableau récapitulatif des résultats de validation du modèle thermique proposé.

Batterie	Test de validation	Erreur maximale V _{batt}	Erreur maximale T
U1-12XP	Décharge CC	±0.45%	±0.5%
U1-12XP	Recharge CC-CV	±0.6%	±0.85%
U1-12XP	Décharge pulsée	±8.5%	±0.5%
U1-12XP	Recharge pulsée	±9%	±0.6%
U1-12XP	Cycles SFUDS	±0.65%	±3.5%

Les tests de validation statiques par décharge CC et recharge CC/CC-CV sont effectués sur toutes les batteries étudiées. La validation statique de la batterie U1-12XP est la méthode donnant l'erreur la plus faible entre la simulation et l'expérimentation avec un maximum d'erreur sur la tension de $\pm 0.6\%$ et un maximum d'erreur sur la température interne de $\pm 0.85\%$.

La validation dynamique par cycle de conduite SFUDS est la méthode donnant l'erreur la plus faible entre la simulation et l'expérimentation avec un maximum d'erreur sur la tension de $\pm 0.65\%$ et un maximum d'erreur sur la température interne de $\pm 3.5\%$. La décharge et recharge pulsées sont les méthodes donnant l'erreur la plus élevée entre la simulation et l'expérimentation avec un maximum d'erreur sur la tension de $\pm 9\%$ et un maximum d'erreur sur la température interne de $\pm 0.6\%$. L'erreur de tension est au maximum pour la décharge/recharge pulsée, car la fréquence de pulsation du courant est trop rapide pour les pas de calculs du modèle. Une simulation plus longue aurait été nécessaire si le pas de calcul avait été réduit pour obtenir de meilleurs résultats de validation en mode pulsé.

3.5.1 Discussion

Malgré les résultats satisfaisants de certains types de validation, la plus grande difficulté d'utilisation de ce modèle est de trouver les paramètres de simulation de la batterie ou cellule étudiée. Il existe une très grande sensibilité des paramètres de simulation sur les résultats obtenus en validation. Par exemple, la fin de la zone exponentielle ou la fin de la zone nominale sont des paramètres influençant énormément l'allure de la courbe, mais sont très difficiles à déterminer à partir des courbes de décharges du manufacturier. Une étude paramétrique a été effectuée pour évaluer l'influence des valeurs des paramètres de la batterie U1-12XP sur les résultats de simulation. Cette étude montre qu'il y a plusieurs valeurs de paramètres qui permettent d'obtenir de bons résultats de simulation, mais aucune combinaison de valeurs ne permet d'obtenir de bons résultats pour tous les tests proposés.

Malgré l'apparence de simplicité d'identification des paramètres de la batterie du modèle proposé, cette tâche reste complexe et exige des ajustements des paramètres de simulation. Il est

difficile de trouver des paramètres de simulation donnant des résultats satisfaisants pour toutes les conditions applicables au modèle.

3.6 Conclusion

Une validation statique et dynamique du modèle thermique proposé a été effectuée sur une batterie LiFePO₄. L'erreur entre les résultats expérimentaux et simulés ont, pour la plupart des erreurs plus faibles que $\pm 1\%$. Par Contre, l'erreur de tension en décharge/recharge pulsée ainsi que l'erreur en température des cycles de conduite SFUDS de la batterie U1-12XP sont beaucoup plus élevées.

CHAPITRE 4

VALIDATION DE LA CELLULE LICOO2

La cellule H506050 a été choisie pour valider le comportement du modèle avec une cathode de batterie à base de LiCoO₂ au lieu d'une cellule avec une cathode à base de LiFePO₄. La densité d'énergie dans une cellule LiCoO₂ est plus élevée que dans une cellule LiFePO₄, mais une cellule LiCoO₂ est considérée moins sécuritaire qu'une cellule LiFePO₄ étant donné sa réaction aux abus d'utilisation, e.g. surcharge, température ambiante excessive. Les batteries LiCoO₂ sont souvent utilisées dans les téléphones cellulaires et les caméras.

Les erreurs maximales tolérées selon les requis du projet sont énoncées dans le tableau ???. Seulement les tests statiques, décharge et recharge CC seront effectués pour la cellule LiCoO₂.

Ce chapitre est divisé ainsi :

- le montage expérimental de la cellule LiCoO₂ est décrit à la section 4.1 ;
- la validation statique par décharge CC et recharge CC de la cellule LiCoO₂ à plusieurs températures ambiantes est effectuée aux sections 4.3 et 4.4 respectivement ;
- les résultats de validation de la batterie LiFePO₄ sont analysés et discutés à la section 4.5.

4.1 Montage expérimental du cyclage des cellules



Le montage expérimental utilisé pour le cyclage des cellules est montré à la figure 4.1.

Une alimentation électrique et une charge électrique programmables sont utilisées pour recharger et décharger la batterie. Une chambre thermique est utilisée pour placer la batterie dans un environnement dont on peut varier la température ambiante. Un multimètre numérique est utilisé pour mesurer la tension des cellules et une acquisition de données est utilisée pour mesurer la température de surface des cellules. Ces instruments sont commandés par le programme d'automatisation avec les protocoles de communication USB et SCPI sous un réseau GPIB.

Voici les instruments utilisés pour l'expérimentation :

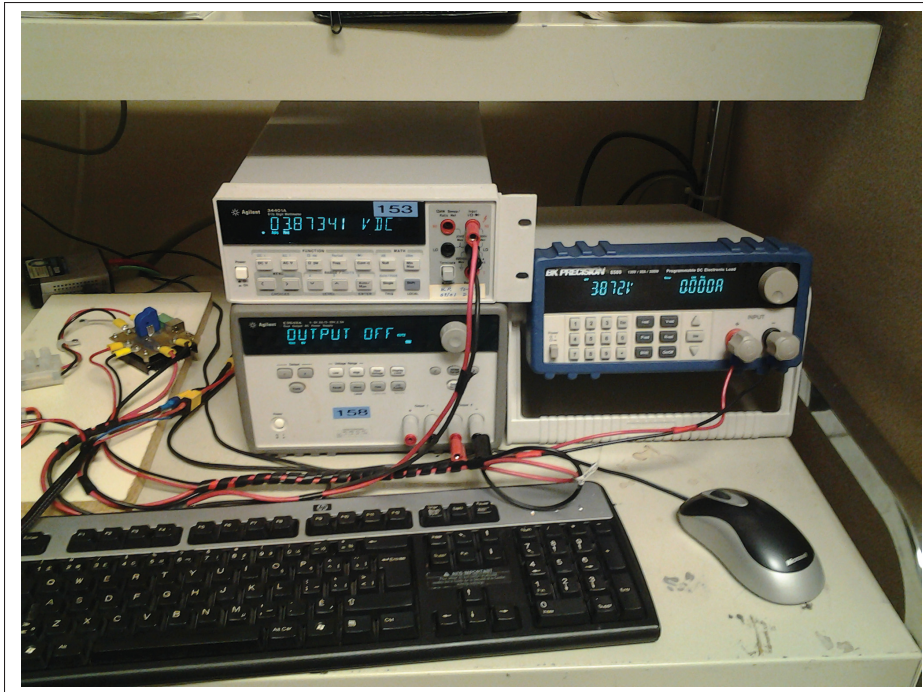


Figure 4.1 Montage expérimental de cyclage des cellules

- charge électronique B&K Precision BK8500 ;
- source DC Agilent E3646A ;
- multimètre numérique Agilent 34401A ;
- acquisition de température Data Translation DT9828 ;
- chambres thermiques TPS10RC Tenney et Thermotron XSE600 (selon la disponibilité des équipements).

Un assemblage de plaque d'aluminium a été utilisé pour maintenir la cellule à la verticale et assurer un transfert thermique par conduction entre la surface de la cellule et l'air de la chambre thermique. On peut ainsi négliger l'effet de la convection de l'air de la chambre thermique aux frontières de la cellule en test. Ce montage est montré à la figure I-1.

4.1.1 Programmation du banc de test de cellules

La programmation du banc de test utilisé pour obtenir les résultats expérimentaux des cellules a été effectuée sur le logiciel LabView.

La figure 4.2 montre cet interface LabView.

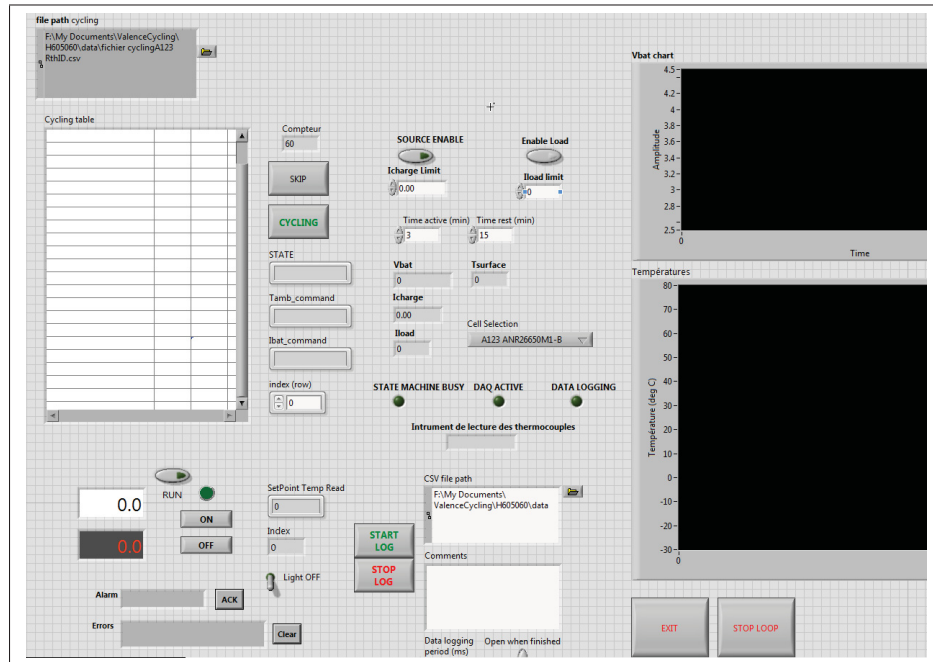


Figure 4.2 Interface LabView de cyclage de cellules

Le principe de fonctionnement du programme est semblable à celui décrit dans la section 3.1.1.

4.2 Identification des paramètres

La fiche technique du manufacturier montrée à la figure I-5 permet de trouver la tension nominale, la capacité nominale, la capacité maximale, le courant de décharge nominal, la tension maximale ainsi que la résistance interne de la batterie.

Étant donné que les courbes de décharge du manufacturier ne sont pas disponibles, les courbes de décharge expérimentales à courant nominal (1C dans ce cas) sont utilisées pour trouver les paramètres de simulation. La figure I-6 montre les courbes de décharge expérimentales à 1C pour des températures ambiantes variant de -20 à 60°C et les points d'opérations utilisés pour déterminer les paramètres de simulation manquants.

Les paramètres thermiques de cette cellule sont identifiés de manière itérative en simulation étant donné que la température interne de cellule n'est pas mesurée et que le temps de réponse de la cellule est grandement influencé par le transfert de chaleur avec la chambre environnementale. Donc, la méthode expliquée à la section 3.3 ne peut pas être appliquée.

Le tableau I-2 résume les paramètres de simulation de la cellule H506050.

4.3 Validation par décharge CC

La cellule H506050 est déchargée à courant constant à 1C et à des températures ambiantes variant de -20 à 60 °C .

À la figure 4.3, les courbes de décharge expérimentales à 1C sont superposées aux courbes de décharge simulées (pointillés noir) aux mêmes conditions que les tests expérimentaux. On remarque que les courbes de décharge simulées se rapprochent beaucoup des courbes expérimentales.

La température en décharge CC de la cellule H506050 n'est pas validée, car, tel qu'expliqué précédemment, la température de surface mesurée expérimentalement ne peut pas être comparée à la température interne simulée. Il existe un gradient de température important entre l'intérieur de la cellule et sa surface. Selon Forgez (2010), ce gradient peut atteindre 10 °C pour une cellule cylindrique de type 26650.

L'erreur relative maximale de tension entre les données expérimentales et simulées pour la décharge CC est de 0.71%.

4.4 Validation par recharge CC

La cellule H506050 est rechargée à courant constant à C/5 et à des températures ambiantes variant de 10 à 60 °C .

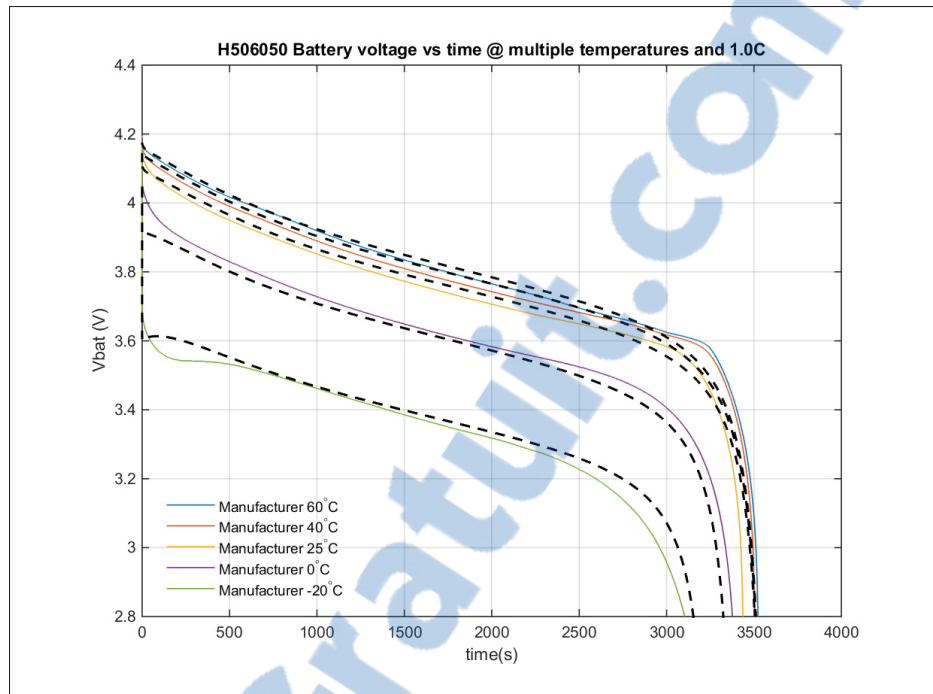


Figure 4.3 Validation par la décharge CC de la cellule H506050 à 1C et plusieurs températures ambiantes (Les courbes simulées sont en pointillés noirs)

À la figure 4.4, les courbes de décharge expérimentales à C/5 sont superposées aux courbes de décharge simulées (pointillés noir) aux mêmes conditions que les tests expérimentaux. On remarque que les courbes de recharge CC simulées se rapprochent bien des courbes de recharge expérimentales. Les traits pointillés de la figure 4.4, représentant les tensions simulées, se chevauchent et empêchent de bien les discerner les unes des autres.

La température en recharge CC de la cellule H506050 n'est pas validée, car, tel qu'expliqué précédemment, la température de surface mesurée expérimentalement ne peut pas être comparée à la température interne simulée.

L'erreur relative maximale de tension entre les données expérimentales et simulées pour la recharge CC-CV est de 0.3%.

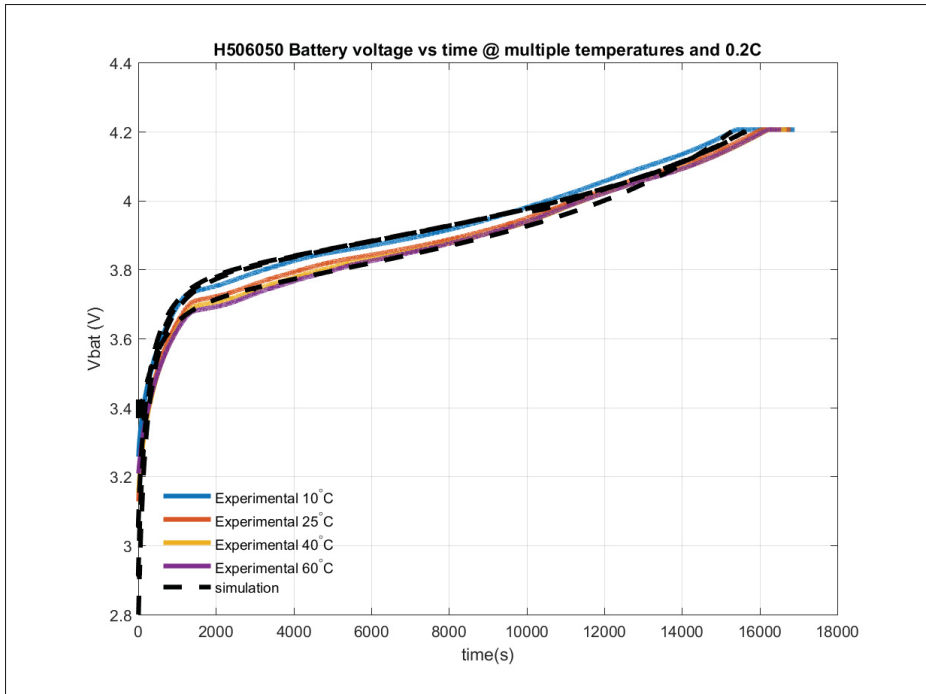


Figure 4.4 Validation par la recharge CC de la cellule H506050 à C/5 et à différentes températures ambiantes

4.5 Analyse des résultats

Les résultats de simulation concordent bien avec les résultats expérimentaux selon une tolérance jugée acceptable. Cette tolérance varie selon le type de tests de validation effectués. Le tableau 4.1 résume ces résultats de validation.

Tableau 4.1 Tableau récapitulatif des résultats de validation du modèle thermique proposé.

Batterie	Test de validation	Erreur maximale Vbatt
H506050	Décharge CC	$\pm 0.71\%$
H506050	Recharge CC	$\pm 0.3\%$

La validation statique de la cellule H506050 résulte en un maximum d'erreur sur la tension de $\pm 0.71\%$ en décharge CC et de $\pm 0.3\%$ en recharge CC.

4.5.1 Discussion

Les paramètres thermiques d'une cellule sont difficilement mesurables étant donné que seulement la mesure de la température à la surface de celle-ci est mesurée. Contrairement à la batterie LiFePO₄, la cellule LiCoO₂ a une constante de temps thermique semblable à celle de la chambre environnementale. Étant donné que la température à la surface de la cellule varie aussi rapidement que la température ambiante, aucun gradient de température peut être mesuré et empêche l'utilisation de la méthode d'identification des paramètres thermiques expliquée dans la section 3.3.

4.6 Conclusion

Une validation statique du modèle thermique proposé a été effectuée sur une cellule LiCoO₂. L'erreur entre les résultats expérimentaux et simulés se situe dans les tolérances raisonnable. Par contre, l'identification des paramètres thermiques de simulation d'une cellule est plus complexe et moins systématique que pour une batterie ayant un capteur de température interne intégré.

CONCLUSION

Ce chapitre conclut les travaux de recherche effectués sur ce projet. L'objectif de ce projet était de valider le modèle thermique de batterie lithium-ion avec des données expérimentales. L'utilisateur peut extraire les paramètres électriques de la fiche technique et n'a besoin de faire que quelques mesures expérimentales à la température de la pièce pour extraire les paramètres thermiques. Le modèle thermique proposé est validé avec les courbes de décharge pour plusieurs températures ambiantes fournies par le fabricant de batterie au lithium-ion et avec des données expérimentales recueillies.

Les données obtenues avec la batterie Valence U1-12XP (LiFePO₄) et cellule BatterySpace H506050 (LiCoO₂) montrent que le modèle thermique a un comportement similaire à une vraie batterie lorsque la température ambiante, l'état de charge et le courant changent. Les tolérances énoncées pour le projet ont été respectées.

Avec cette validation, des limitations au modèle proposé ont été identifiées. Plus la température ambiante diminue, plus les données simulées dévient des données expérimentales. Pour les températures ambiantes sous 0 °C, les résultats sont incertains, car les matériaux constituant la batterie ont des propriétés difficilement prévisibles à ces températures ambiantes. Pour les décharges et recharges pulsées, la fréquence élevée des échelons de courant rend difficile la simulation précise du modèle étant donné que le pas de calcul doit être très bas pour une période de simulation très longue. Finalement, la chambre thermique modifie le comportement thermique de la batterie en maintenant la température ambiante constante. Tel qu'observé pour le test de cycle de conduite, la température interne simulée de la batterie U1-12XP augmentait tandis que la température interne mesurée restait à la température ambiante contrôlée par la chambre.

Des améliorations ont pu être rajoutées au modèle initial proposé en comparant les résultats expérimentaux et simulés. Par exemple, le terme ΔP a été rajouté après avoir remarqué que la puissance dissipée de la batterie U1-12XP était plus grande en recharge qu'en décharge pour un même taux.

Le modèle validé est intégré dans SPS comme outil de simulation pour les ingénieurs intégrant la technologie lithium-ion à leurs projets. Des essais thermiques sur des batteries ions de lithium sont des tâches fastidieuses et coûteuses. Un tel modèle thermique permet d'évaluer rapidement les performances d'une batterie opérant à des températures ambiantes variables et de planifier la gestion thermique de cette batterie.

Travaux futurs

La validation du modèle thermique proposé devrait être étendue à plus de batteries lithium-ion différentes. La validation des résultats de simulation avec les données expérimentales de la batterie et de la cellule LiCoO_2 suffisent pour le cadre de ces travaux, mais un plus grand nombre de batteries testées permettrait une meilleure confiance dans la précision du modèle.

De plus, ce modèle thermique pourrait être adapté pour les 3 autres chimies de batteries disponibles (NiMH, NiCd, Plomb-Acide) dans le modèle SPS. La technologie lithium-ion réagit différemment à la température ambiante et aux conditions d'utilisation que les autres types de batteries.

ANNEXE I

DONNÉES TECHNIQUES DES BATTERIES/CELLULES ÉTUDIÉES ET DES MONTAGE EXPÉRIMENTAUX

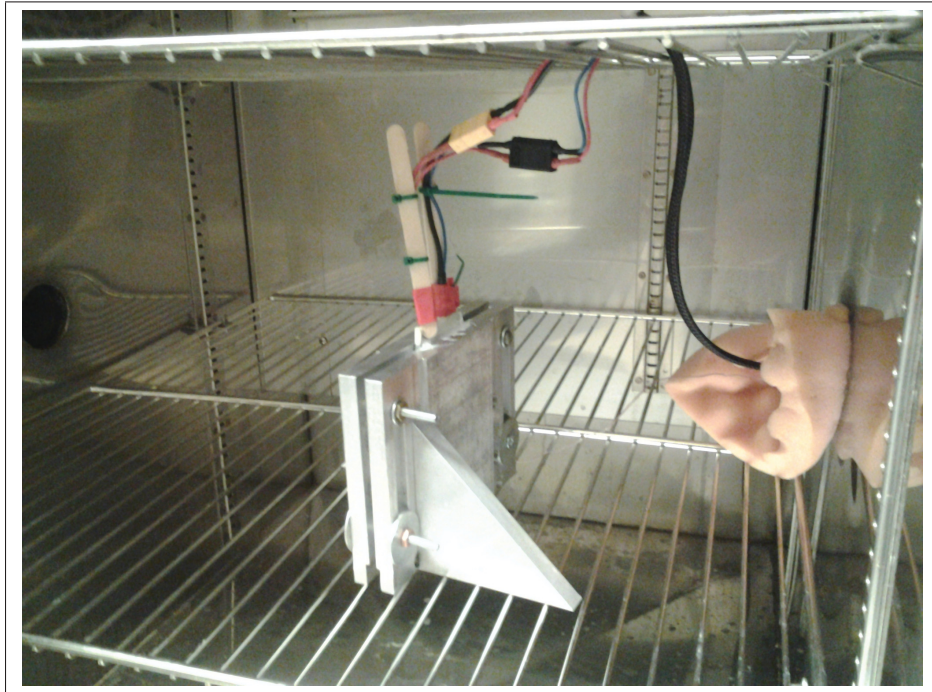


Figure-A I-1 Assemblage pour le cyclage des
cellules de type pouch

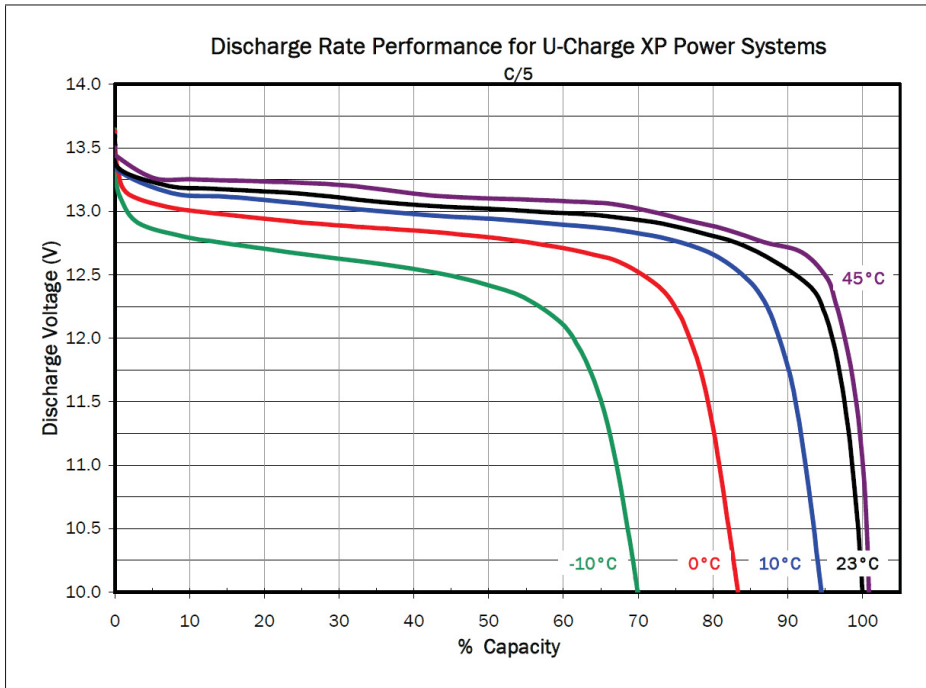


Figure-A I-2 Courbes de décharge en fonction de la température ambiante et à C/5 de la batterie U1-12XP fournies par le Manufacturier

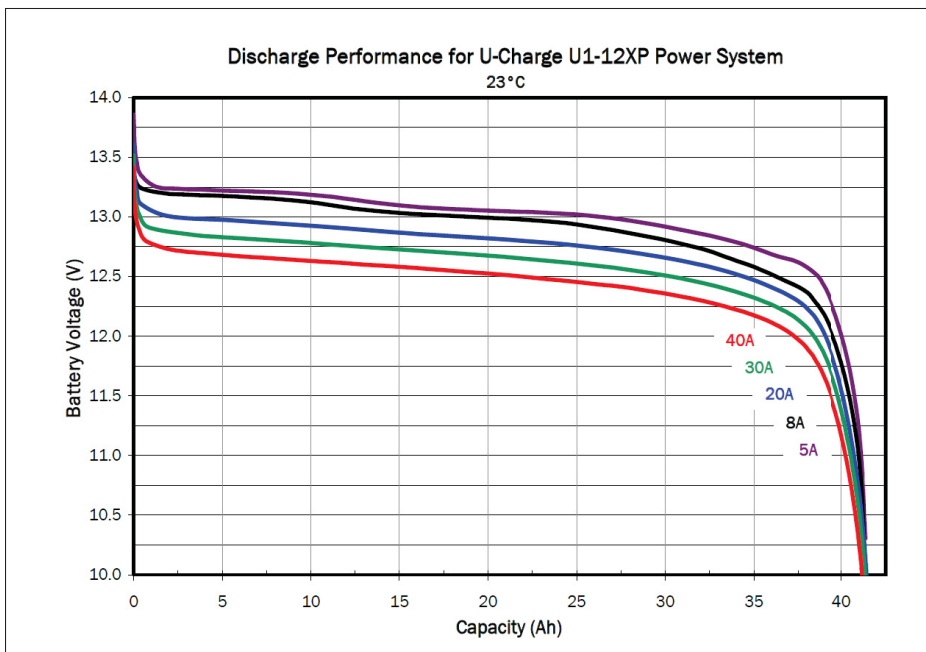


Figure-A I-3 Courbes de décharge en fonction du taux de décharge et à la température de la pièce de la batterie U1-12XP fournies par le Manufacturier

Specifications		U1-12XP
Voltage		<u>12.8 V</u>
Capacity (C/2)		<u>40 Ah</u>
Dimensions including terminals (L x W x H)		197x130x182 mm 7.75x5.2x7.2 in
BCI Group Number		U1R
Weight		6.1 kg / 13.4 lbs
Terminals, female-threaded		1/4-20
Specific energy		84 Wh/kg
Energy density		110 Wh/l
Standard Discharge	Max. cont. current	80 A
	Max. 30 sec. pulse	120 A
	Cut-off voltage	10 V
Standard Charge	Charge voltage	<u>14.6 V</u>
	Float	13.8 V
	Max. cont. current	20 A
	Charge time	2.5 hrs
DC internal resistance (approx.)		<u>15 mΩ</u>

Figure-A I-4 Paramètres de la batterie U1-12XP provenant de la fiche technique du fabricant

2. Performance		
Item	Specification	Remark※
2.1 Nominal Capacity	<u>2000mAh</u>	0.2C discharge
2.2 Minimum Capacity	<u>1900mAh</u>	0.2C discharge
2.3 Nominal Voltage	<u>3.7V</u>	
2.4 End Voltage	2.75V	
2.5 Charging Current (Max.)	1.0C(=2000mA)	Ambient temperature 0~+45℃
2.6 Charging Voltage	<u>4.2±0.03V</u>	
2.7 Charging Time (Max.)	2~3.0 hours	
2.8 Discharging Current (Max.)	4000mA	Ambient temperature -20~+60℃
2.9 Internal Resistance	<u><41mΩ</u>	@ 1KHz
2.10 Weight	25±3g	Battery only
2.11 Temperature range for storage	less than 1 month	-20~+60℃
	less than 3 months	-20~+45℃
	less than 1 year	-20~+20℃

Figure-A I-5 Paramètres de la cellule H506050 provenant de la fiche technique du fabricant

Tableau-A I-1 Tableau des paramètres de simulation de la batterie U1-12XP

Paramètres	Valeur
Nominal Ambient Temperature (T1)	23 °C
Nominal voltage @ T1	12.6 V
Rated Capacity @ T1	39.45 Ah
Maximum Capacity @ T1	39.45 Ah
Cut-off Voltage @ T1	10.5V
Fully Charged Voltage @ T1	13.8 V
Nominal Discharge Current @ T1	20 A
Internal resistance @ T1	12 mΩ
Capacity at nominal Voltage @ T1	30.14 Ah
Exponential zone @ T1	[13.06 V, 0.75 Ah]
Second Ambient Temperature (T2)	0 °C
Maximum Capacity @ T2	35.89 Ah
Initial Discharge Voltage @ T2	13 V
Voltage at 90 % of Maximum Capacity @ T2	11.7 V
Exponential zone @ T2	[12.67 V, 4 Ah]
Thermal Resistance, Cell-to-Ambient	0.6411 °C/W
Thermal Time Constant, Cell-to-Ambient	4880 s
Heat loss difference [charge vs. discharge]	11.42W

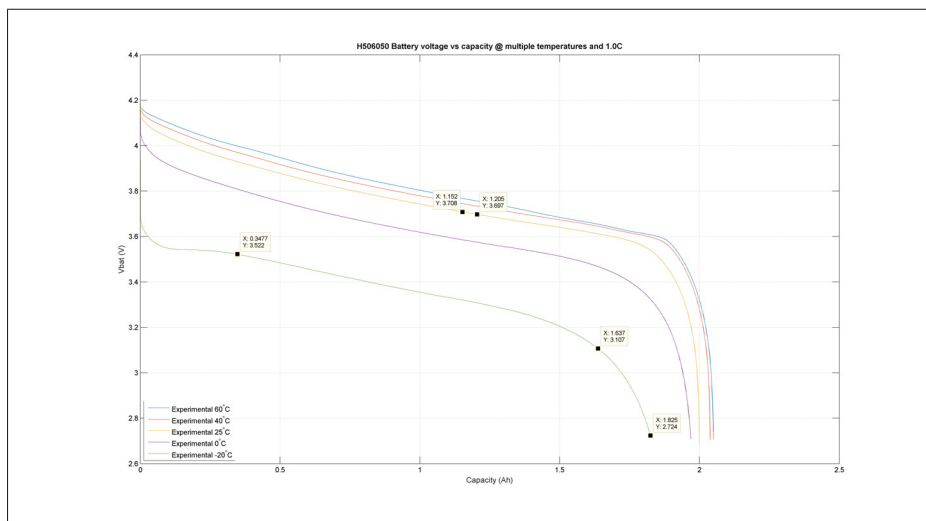


Figure-A I-6 Paramètres de la cellule H506050 provenant des courbes de décharge expérimentales

Tableau-A I-2 Tableau des paramètres de simulation de la cellule H506050

Paramètres	Valeur
Nominal Ambient Temperature (T1)	25 °C
Nominal voltage @ T1	3.7 V
Rated Capacity @ T1	1.8 Ah
Maximum Capacity @ T1	2 Ah
Cut-off Voltage @ T1	2.5V
Fully Charged Voltage @ T1	4.2 V
Nominal Discharge Current @ T1	2 A
Internal resistance @ T1	41 mΩ
Capacity at nominal Voltage @ T1	1.205 Ah
Exponential zone @ T1	[3.708 V, 1.152 Ah]
Second Ambient Temperature (T2)	-20 °C
Maximum Capacity @ T2	1.7 Ah
Initial Discharge Voltage @ T2	3.6 V
Voltage at 90 % of Maximum Capacity @ T2	3.107 V
Exponential zone @ T2	[3.522 V, 0.3477 Ah]
Thermal Resistance, Cell-to-Ambient	2.75 °C/W
Thermal Time Constant, Cell-to-Ambient	550 s
Heat loss difference [charge vs. discharge]	0W

ANNEXE II

RÉSULTATS SUPPLÉMENTAIRES DE LA VALIDATION PAR DÉCHARGE ET RECHARGE PULSÉES DE LA BATTERIE LIFEP04

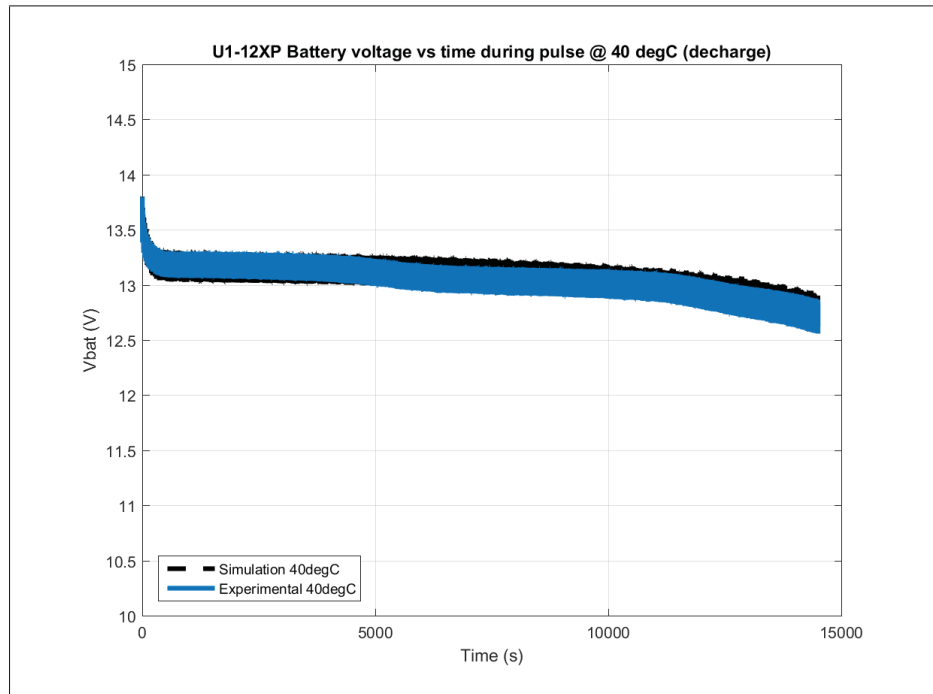


Figure-A II-1 Validation de la tension de la batterie U1-12XP en décharge pulsée à une température ambiante de 40 °C

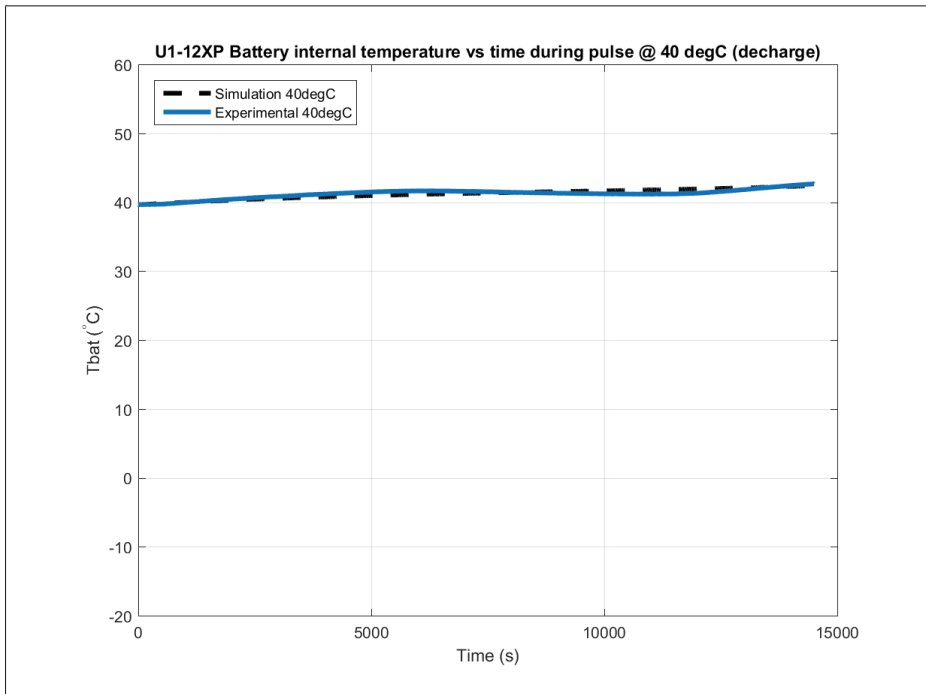


Figure-A II-2 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP en décharge pulsée à une température ambiante de 40 °C

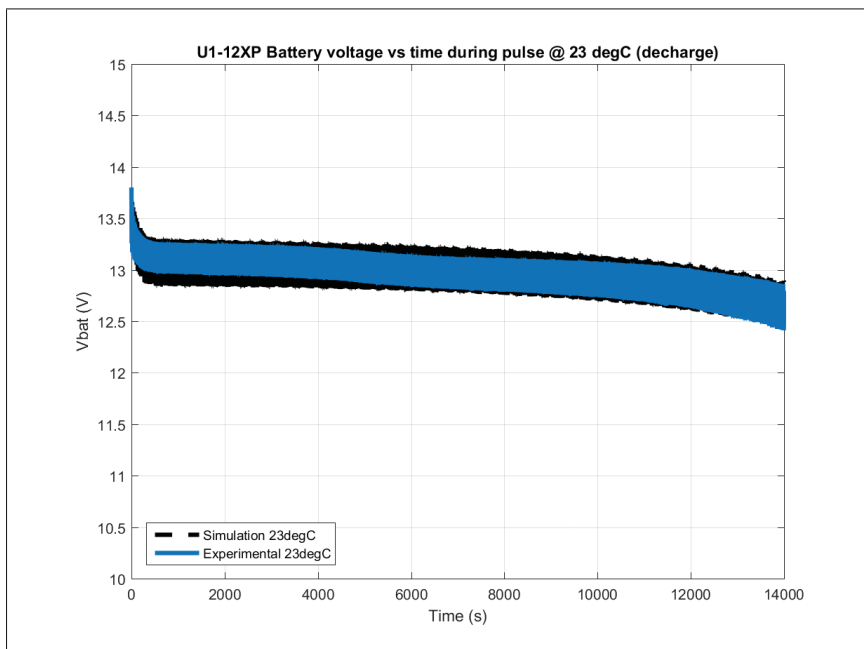


Figure-A II-3 Validation de la tension de la batterie U1-12XP en décharge pulsée à une température ambiante de 23 °C

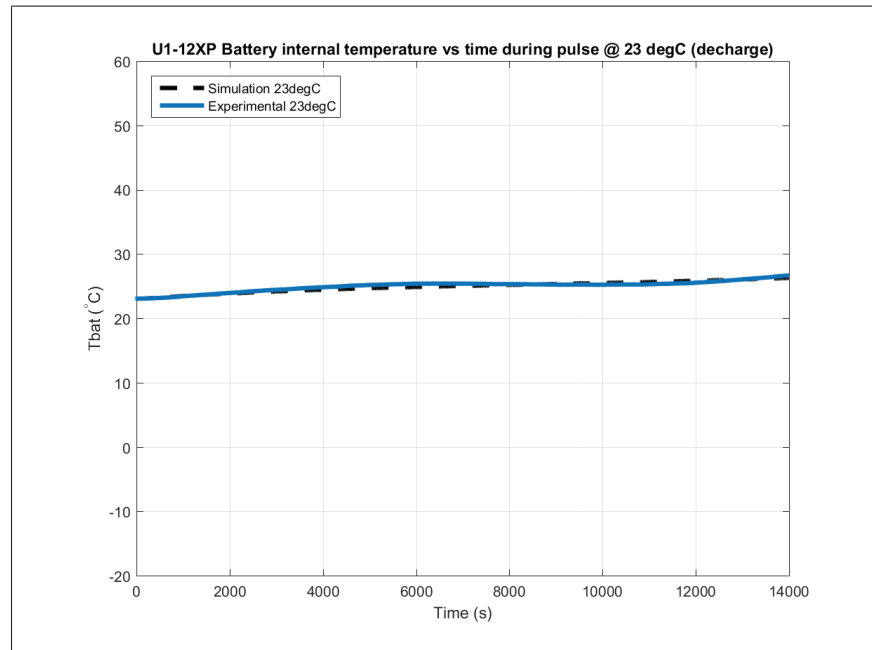


Figure-A II-4 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP en décharge pulsée à une température ambiante de 23 °C

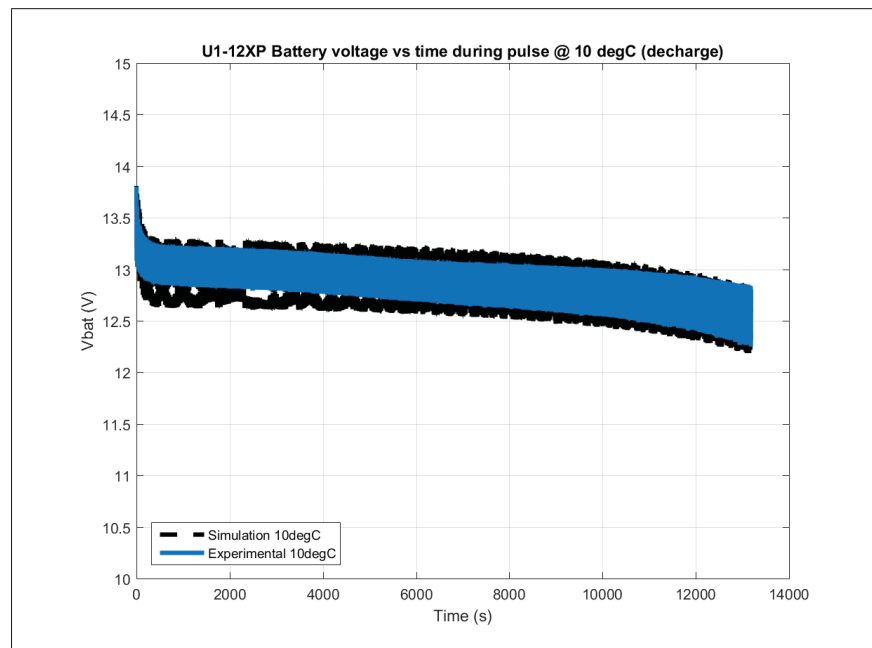


Figure-A II-5 Validation de la tension de la batterie U1-12XP en décharge pulsée à une température ambiante de 10 °C

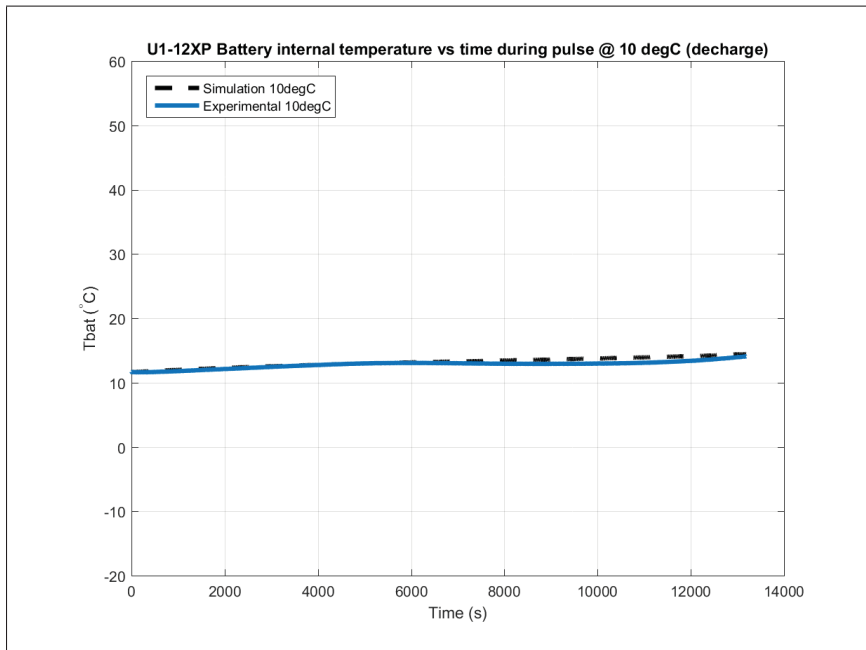


Figure-A II-6 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP en décharge pulsée à une température ambiante de 10 °C

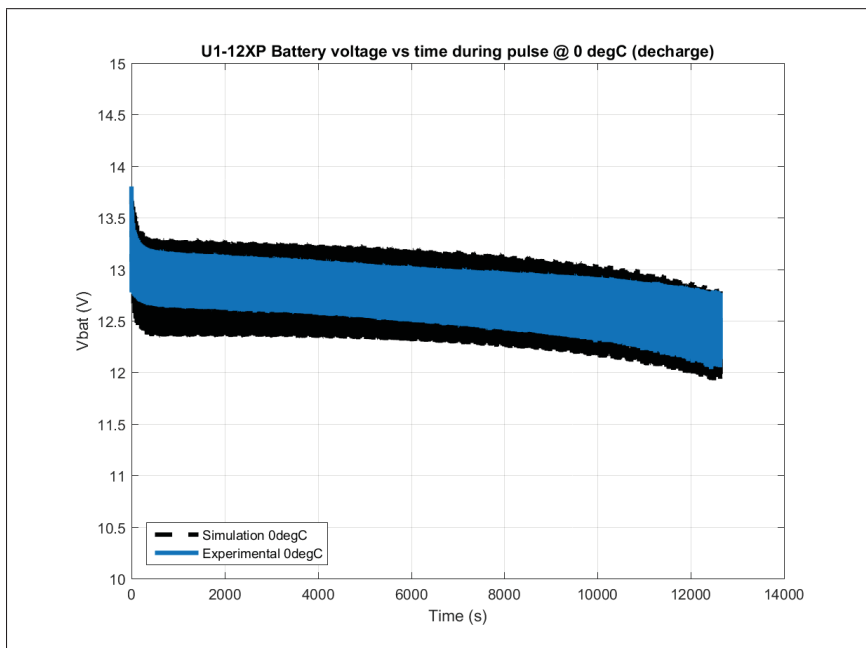


Figure-A II-7 Validation de la tension de la batterie U1-12XP en décharge pulsée à une température ambiante de 0 °C

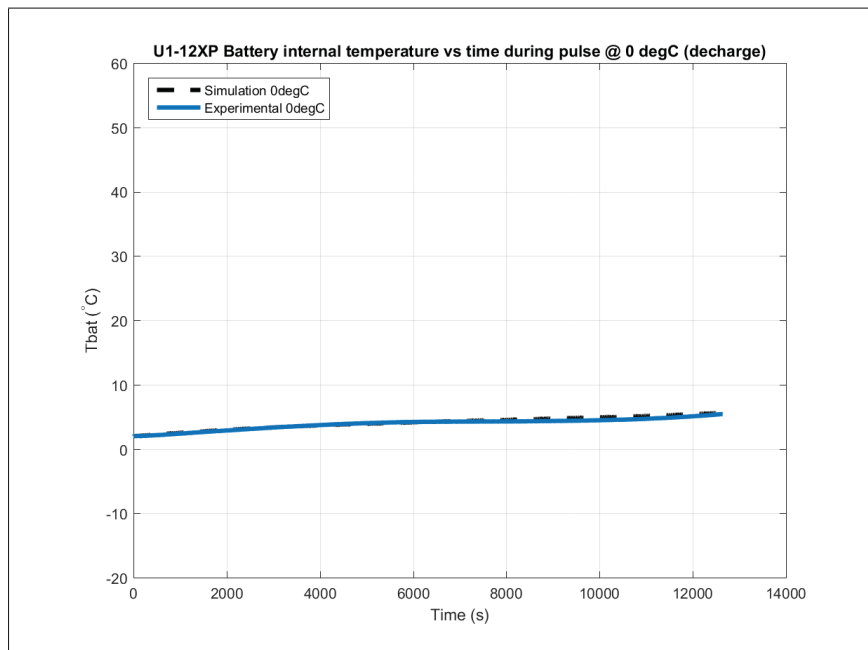


Figure-A II-8 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP en décharge pulsée à une température ambiante de 0 °C

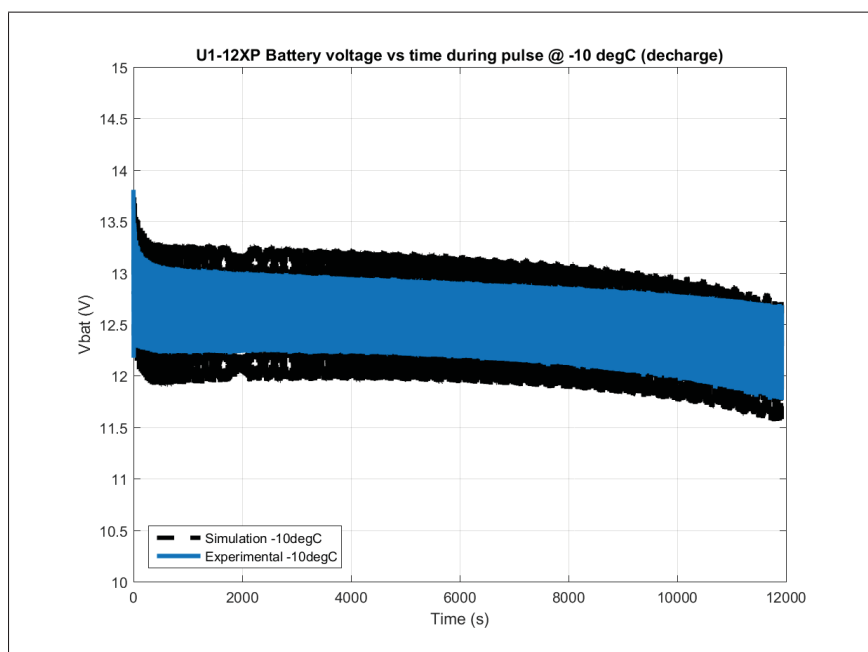


Figure-A II-9 Validation de la tension de la batterie U1-12XP en décharge pulsée à une température ambiante de -10 °C

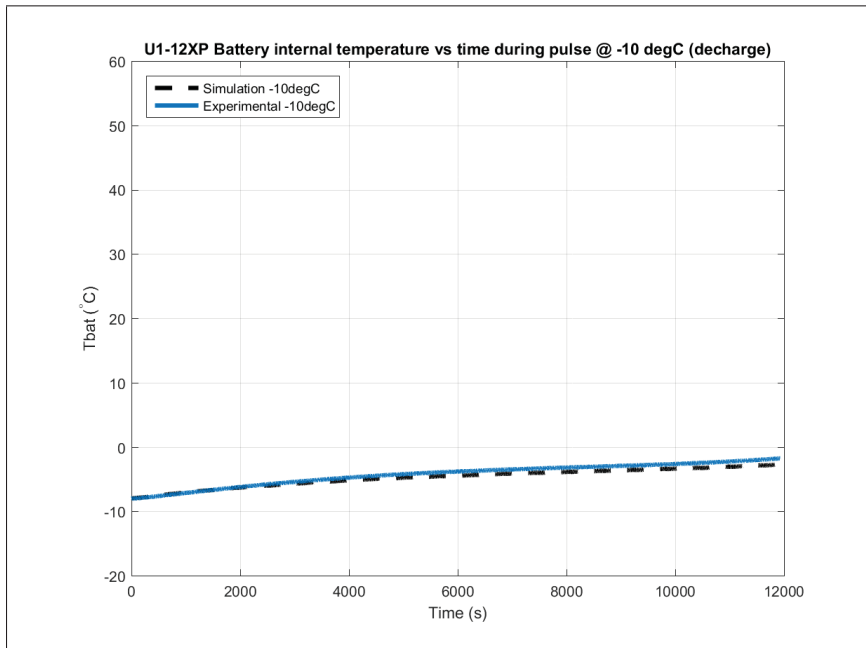


Figure-A II-10 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP en décharge pulsée à une température ambiante de -10°C

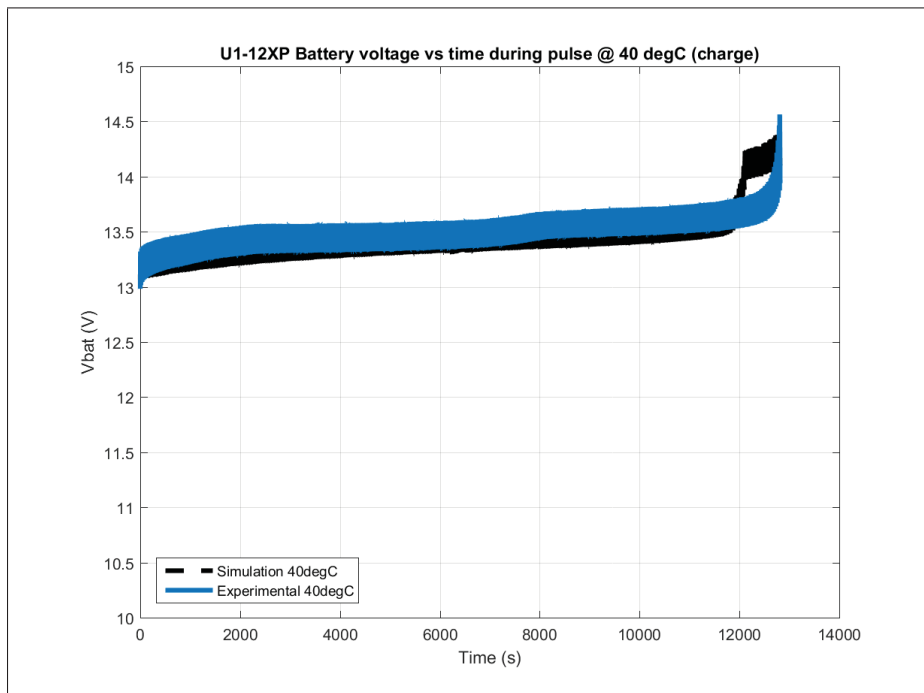


Figure-A II-11 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP en recharge pulsée à une température ambiante de 40°C

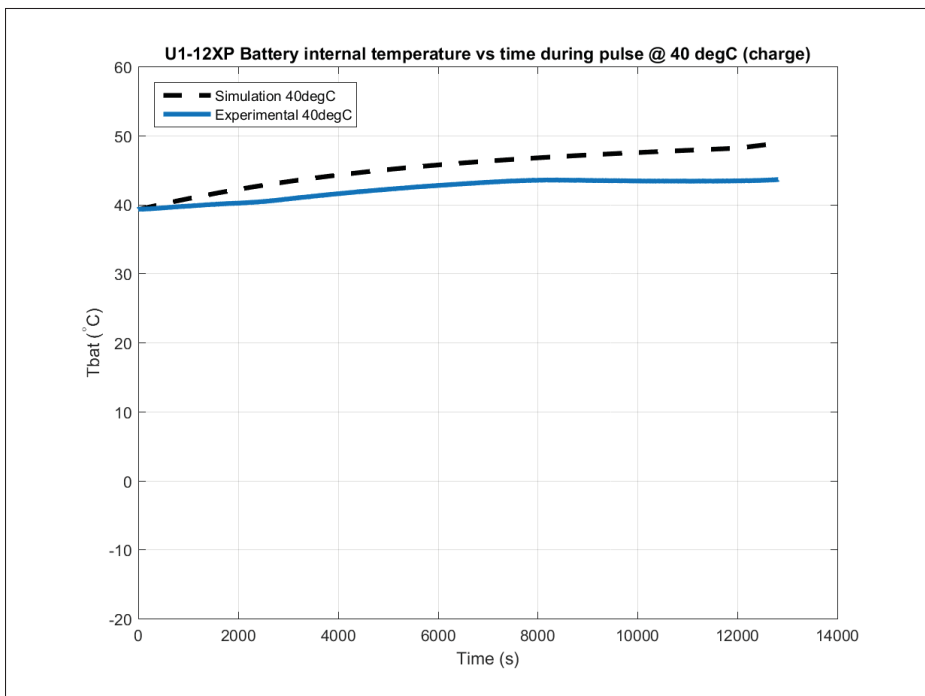


Figure-A II-12 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP en recharge pulsée à une température ambiante de 40 °C

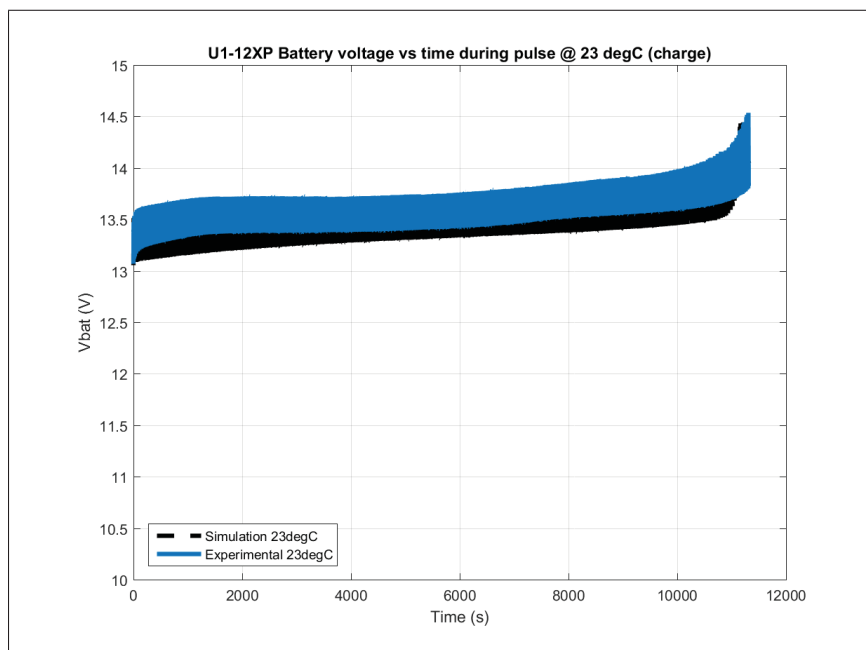


Figure-A II-13 Validation de la tension de la batterie U1-12XP en recharge pulsée à une température ambiante de 23 °C

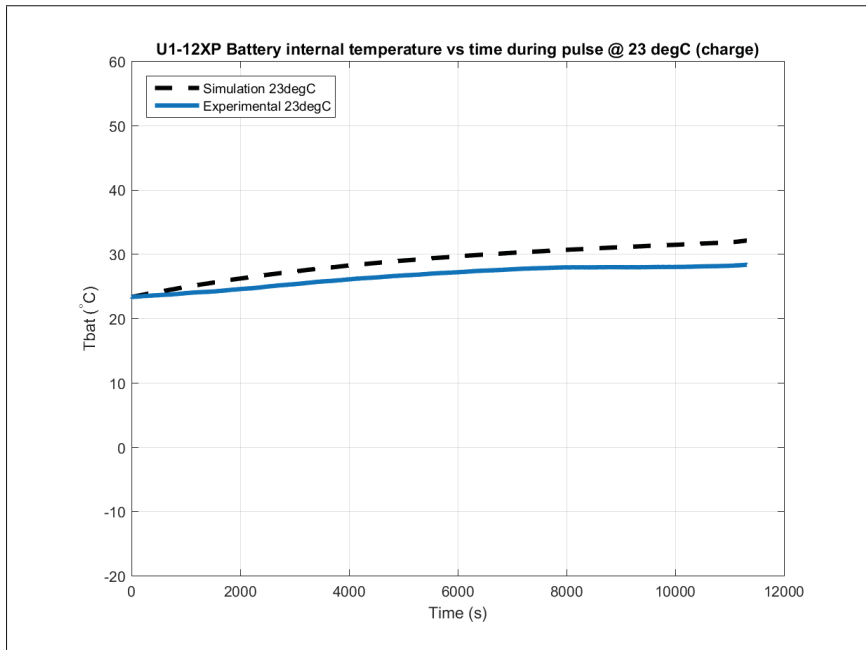


Figure-A II-14 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP en recharge pulsée à une température ambiante de 23 °C

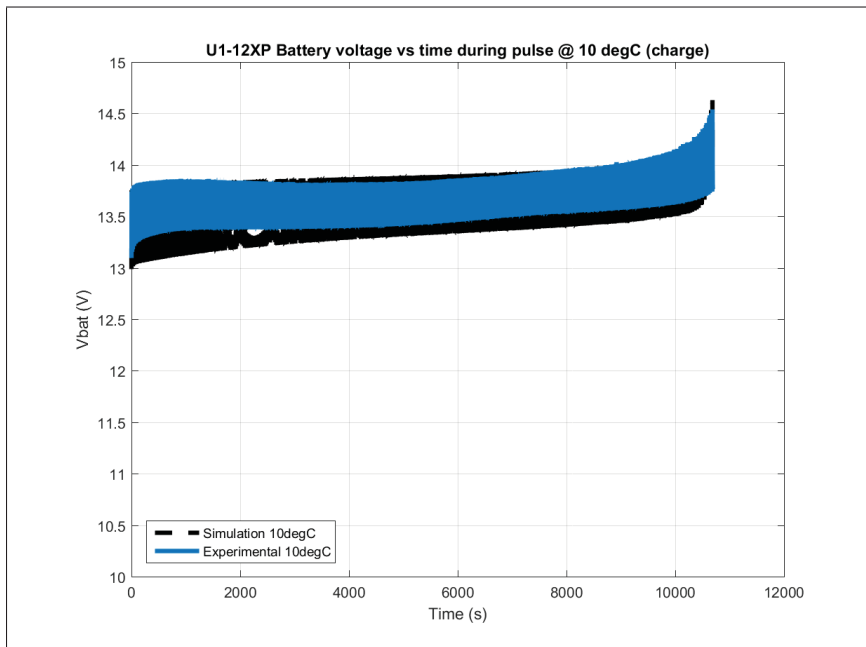


Figure-A II-15 Validation de la tension de la batterie U1-12XP en recharge pulsée à une température ambiante de 10 °C

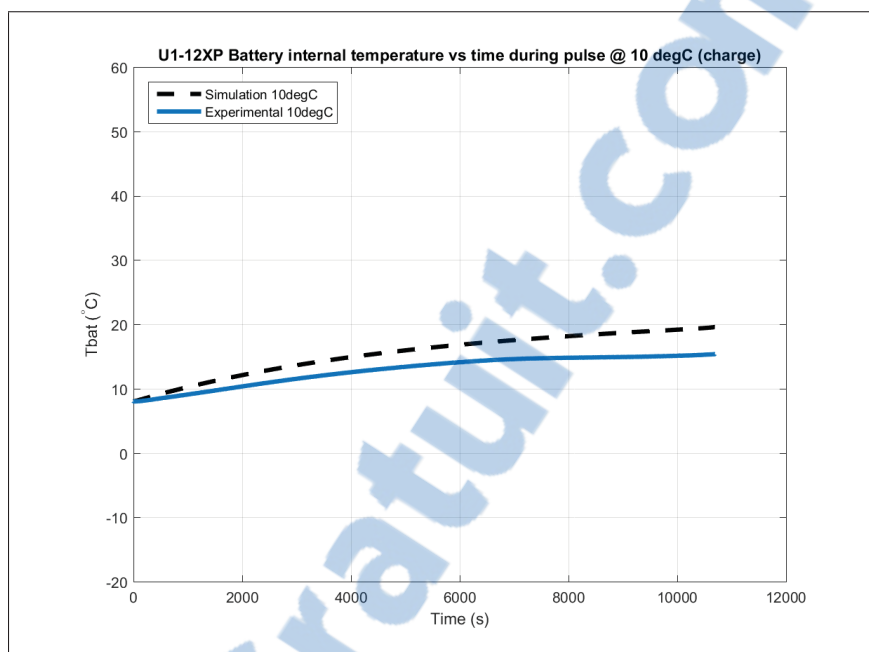


Figure-A II-16 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP en recharge pulsée à une température ambiante de 10 °C

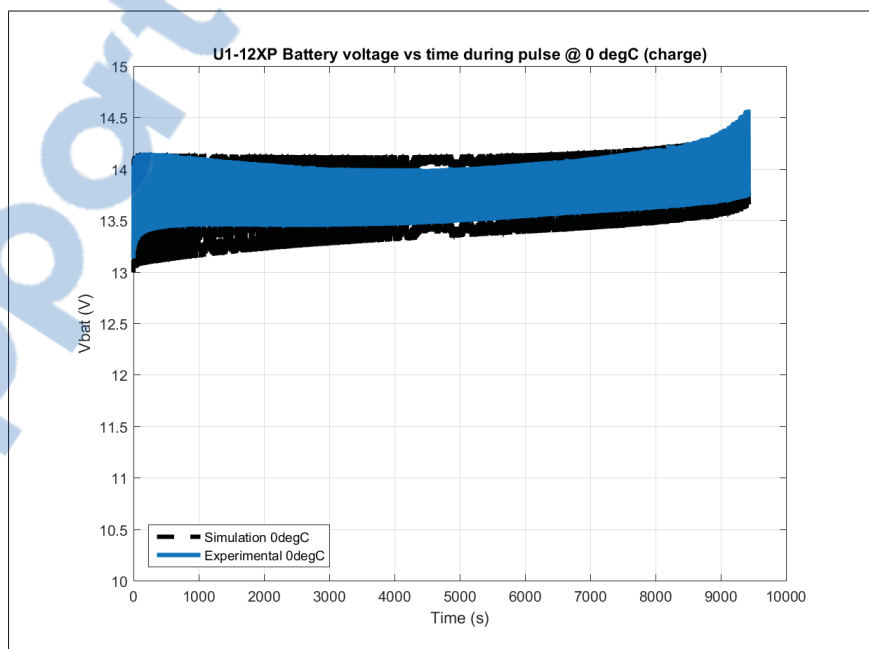


Figure-A II-17 Validation de la tension de la batterie U1-12XP en recharge pulsée à une température ambiante de 0 °C

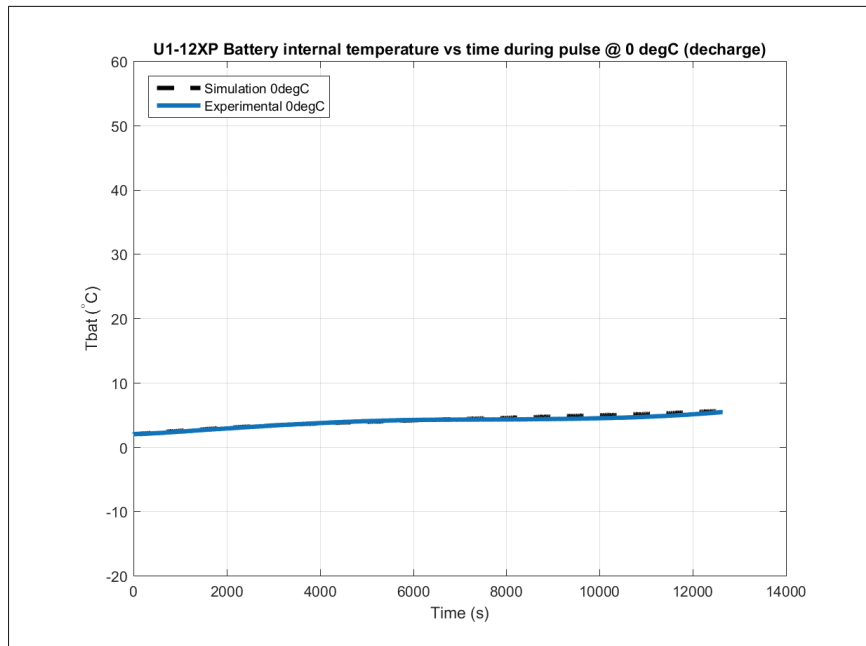


Figure-A II-18 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP en recharge pulsée à une température ambiante de 0 °C

ANNEXE III

RÉSULTATS SUPPLÉMENTAIRES DE LA VALIDATION PAR CYCLE AUTOMOBILE SFUDS DE LA BATTERIE LIFEPO4

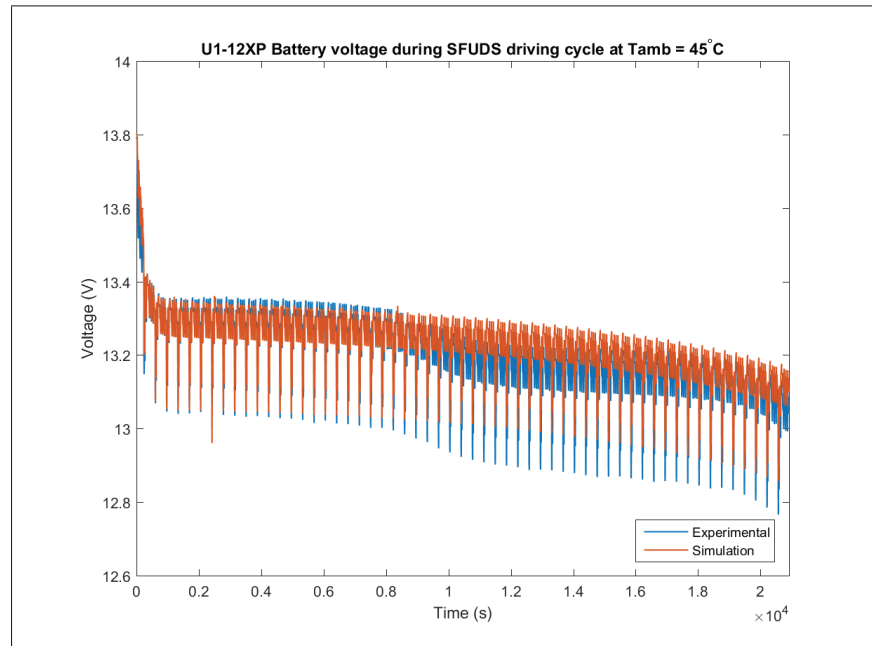


Figure-A III-1 Validation de la tension de la batterie U1-12XP
avec le cycle de conduite SFUDS
à une température ambiante de 45 °C

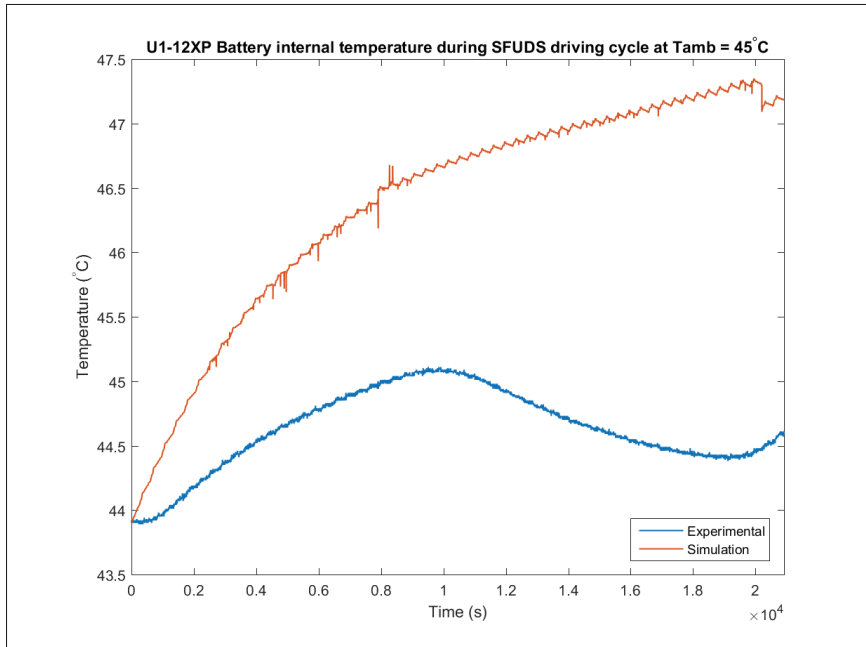


Figure-A III-2 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP avec le cycle de conduite SFUDS à une température ambiante de 45 °C

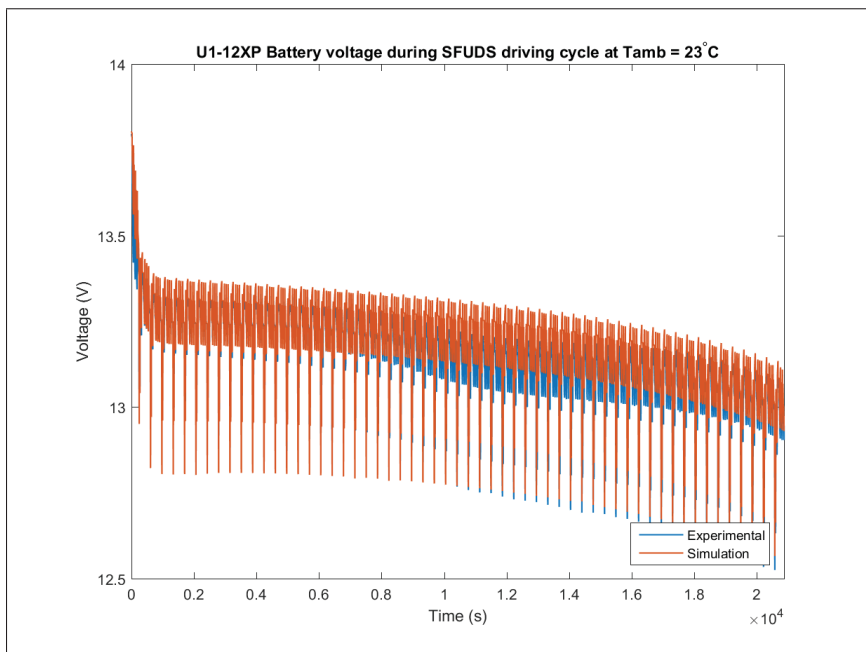


Figure-A III-3 Validation de la tension de la batterie U1-12XP avec le cycle de conduite SFUDS à une température ambiante de 23 °C

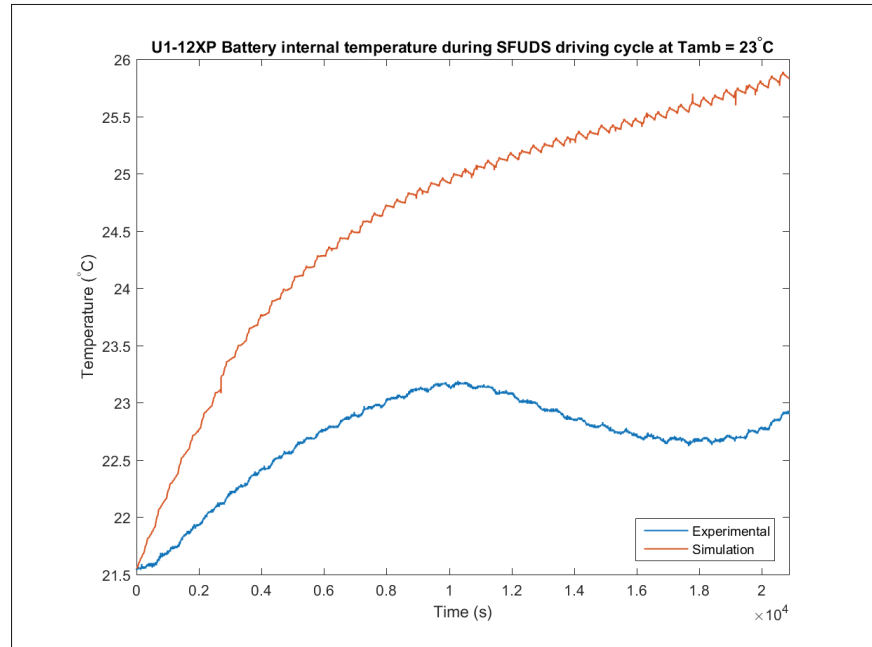


Figure-A III-4 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP avec le cycle de conduite SFUDS à une température ambiante de 23°C

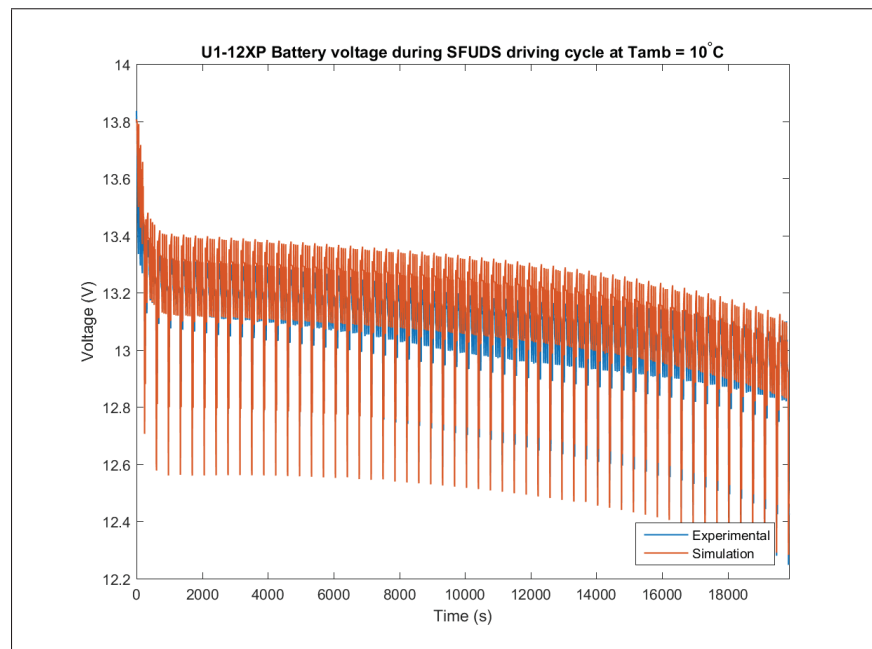


Figure-A III-5 Validation de la tension de la batterie U1-12XP avec le cycle de conduite SFUDS à une température ambiante de 10°C

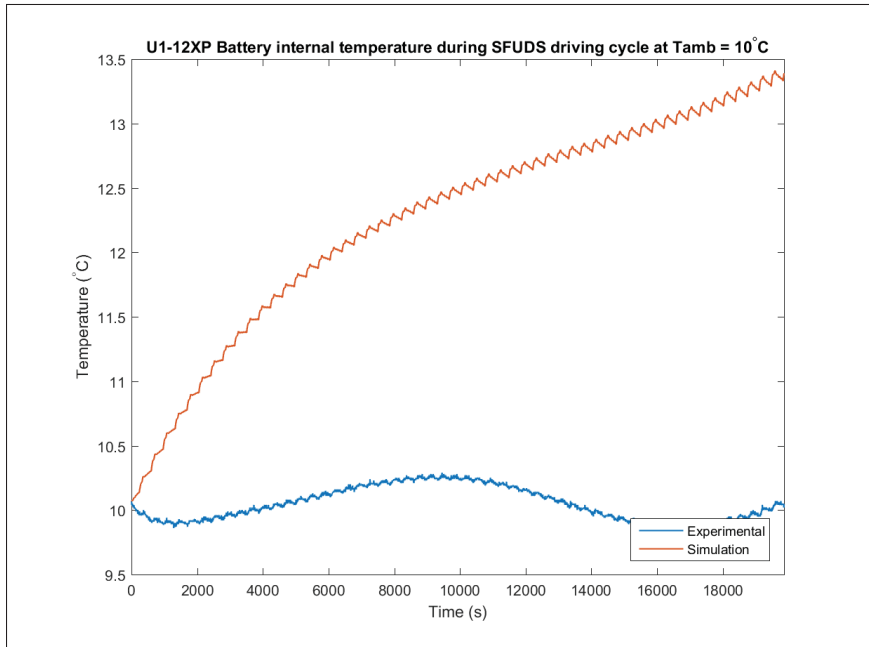


Figure-A III-6 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP avec le cycle de conduite SFUDS à une température ambiante de 10°C

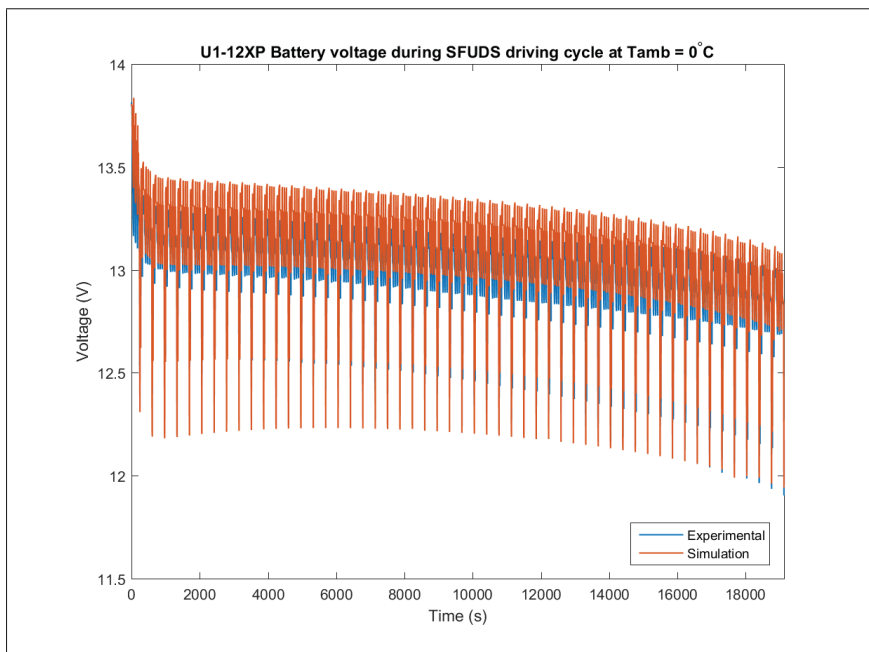


Figure-A III-7 Validation de la tension de la batterie U1-12XP avec le cycle de conduite SFUDS à une température ambiante de 0°C

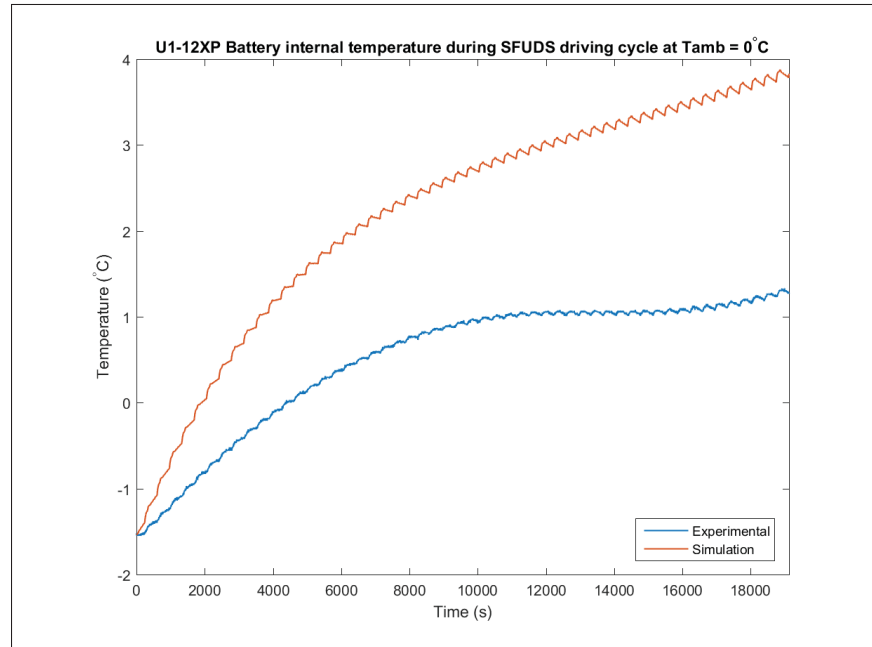


Figure-A III-8 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP avec le cycle de conduite SFUDS à une température ambiante de $0\text{ }^{\circ}\text{C}$

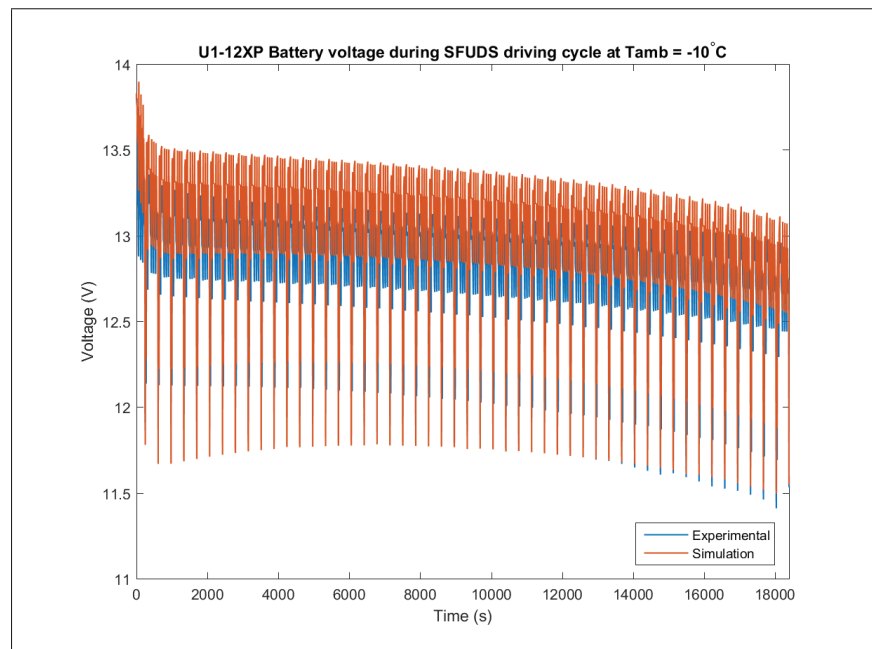


Figure-A III-9 Validation de la tension de la batterie U1-12XP avec le cycle de conduite SFUDS à une température ambiante de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$

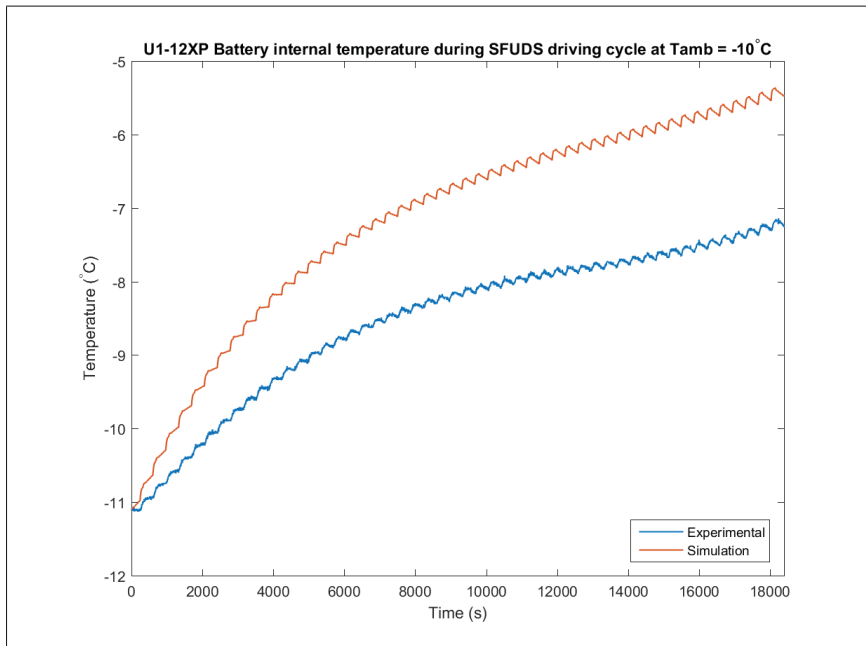


Figure-A III-10 Validation de la température interne de la batterie U1-12XP avec le cycle de conduite SFUDS à une température ambiante de -10 °C

BIBLIOGRAPHIE

- Bandhauer, Todd M. et Garimella, S. e. F. T. F. 2011a. « A Critical Review of Thermal Issues in Lithium-Ion Batteries ». *Journal of Electrochemical Society*, vol. 158, n° 3, p. 1-25.
- Bandhauer, T. M. 2011b. « Electrochemical-Thermal Modeling and Microscale Phase Change for Passive Internal Thermal Management of Lithium Ion Batteries ». PhD thesis, Georgia Institute of Technology.
- Beck, James V. et Blackwell, B. e. R. S. C. C., 1985. *Inverse Heat Conduction : Ill-Posed Problems*, p. 1-308. United States, éd. 1.
- Bernardi, D. et Pawlikowski, E. e. N. J. 1985. « A general energy balance for battery systems ». *Journal of Electrochemical Society*, vol. 24, n° 1, p. 5-12.
- Chen, Kaiwei et Unsworth, G. e. L. X. 2014. « Measurements of heat generation in prismatic Li-ion batteries ». *Journal of Power Sources*, vol. 261, p. 28-37.
- Chen, L.-R. 2009. « Design of Duty-Variied Voltage Pulse Charger for Improving Li-Ion Battery-Charging Response ». *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, vol. 56, p. 480-487.
- Deshpande, R. D. 2011. « Understanding and improving lithium ion batteries through mathematical modeling and experiments ». PhD thesis, University of Kentucky.
- Dong, H. 2014. « Numerical modeling of lithium ion battery for predicting thermal behavior in a cylindrical cell ». *Current Applied Physics*, vol. 14, n° 2, p. 196-205.
- Forgez, Christophe et Vinh Do, D. e. F. G. e. M. M. e. D. C. 2010. « Thermal modeling of a cylindrical LiFePO₄/graphite lithium-ion battery ». *Journal of Power Sources*, vol. 195, p. 2961-2968.
- Iraola, U. et Aizpuru, I. e. C. J. e. E. A. e. G. I. November 2013. « Methodology for thermal modelling of lithium-ion batteries ». In *Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE*. p. 6752-6757.
- Jeon, D. H. 2014. « Numerical modeling of lithium ion battery for predicting thermal behavior in a cylindrical cell ». *Current Applied Physics*, vol. 14, p. 196-205.
- Lin, Xinfan et Perez, H. E. e. S. J. B. e. S. A. G. e. L. Y. e. A. R. D. e. D. Y. e. C. M. P. 2012a. « Online Parameterization of Lumped Thermal Dynamics in Cylindrical Lithium Ion Batteries for Core Temperature Estimation and Health Monitoring ». *IEEE TRANSACTIONS ON CONTROL SYSTEM TECHNOLOGY*, vol. 21, n° 5, p. 1-11.
- Lin, Xinfan et Fu, H. e. E. P. H. e. S. J. B. e. S. A. G. e. D. Y. e. C. M. P. 2012b. « Parameterization and Observability Analysis of Scalable Battery Clusters for Onboard Thermal Management ». *Oil & Gas Science and Technology, IFPEN Energies nouvelles*.

- Linden, D., 2010. *Linden's Handbook of Batteries*, p. 1-1200. United States, éd. 4.
- Liu, Xingtao et Chen, Z. e. Z. C. e. W. J. 2014. « A novel temperature-compensated model for power Li-ion batteries with dual-particle-filter state of charge estimation ». *Applied Energy*, vol. 123, p. 263-272.
- Njoya M., Souleman et Lupien-Bedard, A. e. D. L.-A. e. F. B. H. e. A.-H. K. 2015. « Electro-thermal modeling and experimental validation for lithium ion battery ». *soumis le 30 novembre 2015 à IEEE Transactions on Industrial Electronics*.
- Rad, M. Shadman et Danilov, D. e. B. M. e. K. M. e. N. P. 2013. « Adaptive thermal modeling of Li-ion batteries ». *Electrochimica Acta*, vol. 102, p. 183-195.
- Saw, L.H. et Somasundaram, K. e. Y. Y. e. T. A. 2014. « Electro-thermal analysis of Lithium Iron Phosphate battery for electric vehicles ». *Journal of Power Sources*, vol. 249, p. 231-238.
- Saw, L.H. et Ye, Y. e. T. A. 2013. « Electrochemical–thermal analysis of 18650 Lithium Iron Phosphate cell ». *Journal of Power Sources*, vol. 75, p. 162-174.
- Tremblay, Olivier et Dessaint, L.-A. e. D. A.-I. 2007. « A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles ». *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2007. VPPC 2007. IEEE*.
- Tremblay, Olivier et Dessaint, L.-A. e. D. A.-I. 2009. « Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications ». *EVS24*, vol. 3, p. 289-298.
- Ye, Yonghuang et Shi, Y. e. C. N. e. L. J. e. H. X. 2012. « Electro-thermal modeling and experimental validation for lithium ion battery ». *Journal of Power Sources*, vol. 199, p. 227-238.