

**THÈSE DE DOCTORAT DE L'UNIVERSITÉ CLAUDE
BERNARD LYON 1**

**École Doctorale ED160 EEA
Électronique, Électrotechnique et Automatique**

Discipline : Génie Électrique

Soutenue publiquement le 20 février 2024, par :

Marwan Hassini

**Batteries de seconde vie dans une application
de recharge de véhicules :
Maîtrise des performances**

Devant le jury composé de :

PÉRA Marie-Cécile, Professeur des Universités, Université de Franche-Comté, FEMTO-ST	Présidente
FORGEZ Christophe, Professeur des Universités, Université de Technologie de Compiègne, Roberval	Rapporteur
VINASSA Jean-Michel, Professeur des Universités, Bordeaux INP, IMS	Rapporteur
RAULET Marie-Ange, Maître de Conférences, Université Lyon 1, Ampère	Examinatrice
VENET Pascal, Professeur des Universités, Université Lyon 1, Ampère	Directeur de thèse
REDONDO-IGLESIAS Eduardo, Ingénieur de Recherche, Université Gustave Eiffel, LICIT-ECO7	Encadrant de thèse
PELLISSIER Serge, Directeur de Recherche, Université Gustave Eiffel, LICIT-ECO7	Invité

Batteries de seconde vie dans une application
de recharge de véhicules :
Maîtrise des performances

par
Marwan Hassini

Titre : Batteries de seconde vie dans une application de recharge de véhicules : Maîtrise des performances

Résumé

La mobilité électrique est désormais une réalité industrielle et sociétale, rendue possible par les avancées dans le domaine des batteries. Pour garantir son caractère durable, plusieurs aspects nécessitent des améliorations. Un des points de vigilance est le coût et l'impact environnemental des batteries. Les besoins en matières premières associés aux impacts environnementaux des activités d'extraction et de transformation de la matière peuvent remettre en question le caractère durable de la mobilité électrique. Étendre la vie des batteries en les réutilisant dans un second usage peut être une solution permettant de réduire leur coût et leurs impacts. La réduction de la taille des batteries est une seconde solution envisageable. Toutefois, un véhicule électrique alimenté par une batterie de taille réduite aura une autonomie limitée. Pour permettre le déploiement de tels véhicules, une infrastructure de recharge finement maillée doit être déployée. Le coût et l'impact environnemental associés à une augmentation du nombre de bornes de charge est un autre point de vigilance. Le taux d'utilisation des bornes de charge fixes déjà déployées est limité en raison des véhicules occupant ces bornes sans se charger. Pour pallier ce problème, il peut être souhaitable de mettre en place des bornes de charge mobiles pouvant se déplacer d'un véhicule à l'autre lorsqu'une charge est terminée.

L'objectif de la thèse est de faciliter le déploiement de batteries de seconde vie dans des stations de charge mobiles. Elle s'inscrit dans le cadre du projet BAROM du Pack Ambition Recherche de la Région Auvergne-Rhône-Alpes. Les travaux menés s'articulent autour de deux grandes questions de recherche : quelles batteries sélectionner pour une seconde vie et comment les utiliser au mieux ?

Un travail de caractérisation a permis d'évaluer les performances de plusieurs batteries issues de véhicules électriques. Cette étude ainsi qu'un état de l'art sur les performances de telles batteries ont permis de montrer que la fin de vie automobile basée sur un seuil fixe de capacité était peu pertinente. Une définition s'appuyant sur les besoins d'un usage est à privilégier. Une méthodologie de caractérisation rapide permettant de déterminer en quelques minutes si une batterie est éligible à une seconde vie est également présentée. Finalement, une procédure d'analyse des données permettant d'évaluer les usages possibles pour une réutilisation est décrite. Ce travail a permis de montrer que les batteries de seconde vie peuvent être utilisées pour alimenter des applications de recharge de véhicules.

L'étude de vieillissement menée dans cette thèse a permis de déterminer la vitesse de dégradation de batteries de seconde vie dans une station de recharge mobile. L'influence de la température sur le vieillissement a fait l'objet d'une attention particulière. Ce travail expérimental ainsi qu'un état de l'art ont permis de montrer que des batteries peuvent être réutilisées plusieurs milliers de cycles lors d'une seconde vie. L'influence de la dispersion et des éléments dégradés sur la performance d'une station de recharge mobile a fait l'objet d'une étude de modélisation. La limitation des dispersions des éléments au sein d'une batterie a été identifiée comme un enjeu important pour garantir la viabilité de la réutilisation.

Mots clés

Batteries lithium-ion, Batteries de seconde vie, Économie circulaire, Véhicules électriques, Infrastructure de recharge, Essais, Modélisation, Vieillessement, Caractérisation électrique

Laboratoires

Laboratoire LICIT-ECO7, UMR T 9401
Université Gustave Eiffel
25 av. François Mitterrand, Case 24
69675 Bron Cedex, France

Laboratoire Ampère, UMR CNRS 5005
Université Lyon 1
Bât. Oméga, 43 bd. du 11 Novembre 1918
69622 Villeurbanne Cedex, France

Title : Second-life batteries in an electric vehicle charger : Performance management

Abstract

Electric mobility is now an industrial and social reality, made possible by advances in battery technology. To ensure its sustainability, several aspects need to be improved.

One of these is the cost and environmental impact of batteries. The need for raw materials, combined with the environmental impact of extracting and processing them, may call into question the sustainability of electric mobility. Extending the life of batteries by reusing them for a second purpose could be one way of reducing their cost and impact. Reducing battery size is another possible solution. However, an electric vehicle powered by a smaller battery will have a limited range. To enable the deployment of such vehicles, a finely meshed recharging infrastructure needs to be deployed. The cost and environmental impact associated with an increase in the number of charging stations is another point of concern. The utilization rate of fixed charging stations already deployed is limited due to vehicles occupying these stations without charging. To alleviate this problem, it may be desirable to set up mobile charging stations that can move from one vehicle to another when a charge is complete.

The aim of the thesis is to facilitate the deployment of second-life batteries in mobile charging infrastructures. It is part of the BAROM project, part of the Auvergne-Rhône-Alpes Region's Ambition Research Pack. The work carried out revolves around two major research questions : which batteries to select for a second life, and how best to use them ?

Characterization work has enabled us to assess the performance of several batteries from electric vehicles. This study, together with a review of the state of the art on the performance of such batteries, showed that an automotive end-of-life based on a fixed capacity threshold was not very relevant. A definition based on usage requirements is to be preferred. A rapid characterization methodology is also presented, making it possible to determine in just a few minutes whether a battery is eligible for a second life. Finally, a data analysis procedure for assessing possible uses for reuse is described. This work has shown that second-life batteries can be used to power vehicle charging applications.

The ageing study carried out in this thesis determined the rate of degradation of second-life batteries in a mobile charging station. Particular attention was paid to the influence of temperature on aging. This experimental work, together with a review of the state of the art, showed that batteries can be reused several thousand cycles in a second life. The influence of dispersion and degraded cells on the performance of a mobile charging station was the subject of a modeling study. Limiting the dispersion of cells within a battery was identified as an important issue in ensuring the viability of reuse.

Keywords

Lithium-ion Batteries, Second Life Batteries, Circular economy, Electric Vehicle, Charging, Tests, Modelling

Laboratories

Laboratoire LICIT-ECO7, UMR T 9401
Université Gustave Eiffel
25 av. François Mitterrand, Case 24
69675 Bron Cedex, France

Laboratoire Ampère, UMR CNRS 5005
Université Lyon 1
Bât. Oméga, 43 bd. du 11 Novembre 1918
69622 Villeurbanne Cedex, France

Remerciements

Ce manuscrit marque la fin de 3 belles années de doctorat et je tiens à remercier chaleureusement les personnes qui ont contribué à ce que ce document existe. J'exprime aussi ma gratitude à l'ensemble des personnes qui liront ces lignes dans l'espoir d'y voir apparaître leurs noms.

Pour commencer, je souhaite remercier Messieurs Christophe Forgez et Jean-Michel Vinassa pour leurs évaluations de ce document. Vos commentaires constructifs sur ses forces et ses manques ont permis d'avoir un point de vue nouveau et bienvenu sur mon travail. Je remercie également les autres membres du jury : Madame Marie-Cécile Péra, qui a magnifiquement présidé et Madame Marie-Ange Raulet dont les commentaires ont été précieux. Je suis heureux que vous ayez jugé ce manuscrit intéressant et les discussions riches que nous avons pu avoir lors de la soutenance ont magnifiquement conclu ce doctorat.

Parmi les membres du jury, je tiens à remercier tout particulièrement trois membres, auxquels je réserve un paragraphe. Merci à toi Serge. Tu as largement contribué à la création et à la bonne conduite de ce projet. Ta vision du métier et du sens à donner à nos activités de recherche m'a largement inspiré et transparait certainement dans ce document. Eduardo, un immense merci ! Tu m'as formé et accompagné sur tous les aspects de la thèse en prenant toujours le temps de faire les choses avec rigueur et dans la bonne humeur. Ta compétence et ta vision du travail sont désormais pour moi des idéaux à atteindre. Enfin Pascal, merci beaucoup. Tu as été un directeur de thèse idéal qui m'a accompagné avec de la bonne humeur, des chambrages et de la rigueur au cours de ces trois années. J'ai apprécié ta franchise et ton exigence au cours de nos réunions d'avancement et ton soutien indéfectible lors de mes interventions à un public extérieur. Je souhaite à chaque doctorant d'avoir un duo d'encadrants aussi compétents scientifiques et agréables humainement.

Je souhaite ensuite remercier tous mes collègues et amis qui m'ont permis de prendre beaucoup de plaisir pendant ces trois années. Le fait d'avoir pu passer du temps au sein des laboratoires Ampère et LICIT-ECO7 m'a enrichi et je mesure la chance d'avoir pu intégrer des équipes saines où la bonne humeur régnait. Par souci de synthèse et peur d'oublier certains moments, je ne me lance pas dans l'énumération des bons moments passés auprès de chacun mais je remercie chaleureusement chacune des personnes à qui la lecture de ces lignes évoque des souvenirs heureux à mes côtés.

Je remercie enfin mes proches. Mes amis tout d'abord, que j'ai la chance d'avoir fidèles et dont le soutien m'a permis de conserver la motivation et l'équilibre pendant ces années de labeur. Finalement, merci à ma famille : Sarah, Papa, Maman. Votre soutien et votre amour m'ont été précieux pendant ces 27 années.

Au cours de ces trois années de doctorat, j'ai beaucoup appris professionnellement et personnellement. Je garderai des souvenirs impérissables de cette belle épreuve. Merci à tous et le meilleur pour la suite!

Marwan à St-Malo, le 15 mars 2024

Note au lecteur

Ce document est le fruit d'une recherche financée par un organisme public, la région Auvergne-Rhône-Alpes et réalisée en collaboration avec l'industriel Mob-Energy. Ce partenaire a facilité l'accès au marché des batteries en fin de vie pour l'automobile et a partagé des informations sur sa solution de recharge. Les résultats et conclusions n'ont pas fait l'objet d'une approbation ou d'une improbation de l'entreprise. Les points de vue exprimés dans ce manuscrit doivent donc être considérés comme propres à leur auteur et ne reflètent pas nécessairement ceux des partenaires ou des financeurs.

Dans un souci d'intégrité scientifique, il convient de préciser que ce travail comporte plusieurs limites et biais. D'abord, la recherche a été menée avec un *a priori* positif concernant la seconde vie des batteries. Un biais de confirmation a probablement influencé ce travail dont la finalité vise à montrer la viabilité du réemploi des batteries. Afin de limiter l'impact de ce biais, les principaux arguments en défaveur de la seconde vie des batteries ont été présentés et discutés dans ce manuscrit. Un second point de vigilance vient de l'approche principalement technique utilisée dans ce travail de recherche. Les arguments mis en avant dans ce manuscrit s'appuient principalement sur des travaux en lien avec les sciences pour l'ingénieur. Les aspects économiques et sociaux sont peu traités dans ce manuscrit mais des travaux utilisant ces approches ont été mis en avant dans les cadres nommés "pour aller plus loin".

Aller plus loin

Ce sujet de recherche faisant l'objet d'une littérature riche, des encadrés comme celui-ci ont également été utilisés pour mettre en valeur des travaux permettant de compléter ce manuscrit.

Finalement, les références bibliographiques utilisées ont également pu influencer les conclusions de ces travaux. La littérature sur les batteries est principalement produite en anglais par des équipes de recherche chinoise, européenne ou états-unienne. Concernant le réemploi, les batteries étudiées sont généralement des batteries lithium-ion issues de véhicules électriques. La représentativité de ce travail de recherche est donc limitée par ces éléments. Aussi lorsque plusieurs publications présentaient des résultats comparables, les travaux en langue française ou produits par une équipe de recherche française ont été privilégiés.

Afin de faciliter la lecture de ce document, voici quelques informations importantes.

Il peut être décomposé en deux parties : la partie bibliographique et le travail de recherche. Dans l'étude bibliographique présentée au chapitre 1, le contexte et l'enjeu motivant ce travail de recherche sont présentés. Les informations qui s'y trouvent ont été collectées au sein de travaux déjà parus et cités dans le texte comme ceci [Hassini 2024]. Lorsque des termes rares ou techniques sont employés, ils sont mis en valeur **en gras** pour signaler qu'une définition est disponible dans un glossaire à la fin du document.

À savoir

Le sujet traité faisant l'objet de nombreux commentaires, des encadrés comme celui-ci ont également été utilisés pour mettre en valeur des informations pouvant être particulièrement utiles pour le citoyen lisant ce manuscrit.

Table des matières

Introduction	8
1 Réussir la transition vers une mobilité durable	1
1.1 La transition vers une mobilité durable	2
1.2 L'impact de la production des véhicules à batteries	9
1.3 Vers une électromobilité sobre et efficace	20
1.4 Promouvoir l'économie circulaire des batteries	25
1.5 Conclusion et positionnement de la thèse	39
2 Caractériser des batteries usagées	41
2.1 Apports de la littérature concernant la caractérisation de batteries	42
2.2 Spécificités liées au réemploi des batteries	50
2.3 Caractérisation de batteries de seconde vie, de la cellule au module	53
2.4 Caractérisation rapide de l'état de santé	74
2.5 Conclusions et perspectives	87
3 Évaluer le vieillissement de batteries réutilisées	89
3.1 État de l'art, contexte et objectifs de l'étude	90
3.2 Étude expérimentale	96
3.3 Résultats et discussions	104
3.4 Conclusions et perspectives	118
4 Réutiliser des batteries dans un chargeur mobile	123
4.1 État de l'art, contexte et objectifs de l'étude	124
4.2 Établir le passeport de la batterie	127
4.3 Évaluation de l'adéquation de la batterie pour une application mobile	139
4.4 Conclusions et perspectives	143
5 Évaluer l'impact des dispersions	145
5.1 État de l'art, contexte et objectifs de l'étude	146
5.2 Modélisation d'une cellule de seconde vie	149
5.3 Évaluation de la précision des modèles	155
5.4 Étude de l'impact des dispersions	160
5.5 Conclusions et perspectives	170
Conclusion générale	172
Glossaire	177
Acronymes	181
Bibliographie	183
A Informations complémentaires sur les essais réalisés	205
B Outil d'analyse statistique	209
C Liste des véhicules électriques les plus vendus dans le monde	211
D Valeurs des paramètres des modèles RC et CPE	213

Introduction

Le réchauffement de notre planète est désormais perceptible à l'échelle d'une vie humaine. En 1830, l'humanité pré-industrielle connaissait un monde où le niveau de concentration de gaz carbonique était de l'ordre de 284,4 ppm [EEA 2019]. Elle est en 2022 de 413,2 ppm. L'auteur de ces lignes est lui même né en 1997 à un niveau de 363,17 ppm et a connu un monde où la température moyenne et le niveau des mers étaient respectivement 0,7 °C plus élevée et 7 cm plus bas et où la population mondiale était 33 % moins importante [IPCC 2021, Berkeley Earth 2020, Bank 2021]. Le constat est clair : la transformation de la Terre est perceptible à un rythme commensurable avec une vie humaine.

En 2019, l'humanité a émis 59 ± 6 Gt de **CO_{2e}** dont 23 % sont imputables au secteur des transports [IPCC 2022]. À ce jour, l'électrification des transports semble être l'option privilégiée par les pouvoirs publics pour décarboner le secteur. Cette volonté politique s'est traduite par un fort développement du véhicule électrique.

Dans le temps nécessaire à la lecture de ces quelques lignes, on peut estimer que :

- 2 véhicules électriques intégrant chacun une batterie de 10,8 kWh ont été produits sur Terre [IEA 2021b, IEA 2022].
- 29 Wh de batteries sont arrivées en fin de vie sur Terre [IEA 2020]¹.

La production d'un kilowattheure de batterie nécessite près de 400 kWh d'**énergie**, 7 kg de **matière première** et 750 L d'eau [Dai 2019]. Le besoin de minimiser l'impact de la production des batteries apparaît donc clairement. Cette thèse vise à contribuer à cet effort. Elle se structure de la manière suivante.

Le premier chapitre du manuscrit introduit les enjeux environnementaux, sociétaux et économiques auxquels fait face le secteur des transports. La sobriété est mise en avant comme une solution incontournable pour rendre la mobilité plus durable. Elle est déclinée à travers deux éléments mentionnés dans le titre de ce manuscrit et qui en structureront le contenu : la station de charge mobile et la seconde vie des batteries. L'impact environnemental des batteries est décrit et des solutions pour le minimiser sont présentées. Les chapitres suivants s'attachent à lever certains des freins au développement de ces solutions par l'étude du déploiement de batteries usagées dans une station de recharge mobile.

Le second chapitre porte sur l'enjeu de la caractérisation des batteries usagées en considérant la question de recherche suivante : comment évaluer si une batterie peut être réutilisée ? Afin de rendre accessible à tous cet enjeu, les méthodes de caractérisation des batteries sont décrites. Les spécificités liées aux batteries en fin de vie pour l'automobile sont ensuite détaillées et seront exploitées pour définir les objectifs de la thèse en lien avec cet enjeu. Le travail mené s'appuie sur des expérimentations réalisées en laboratoire sur des batteries issues de véhicules électriques. Le développement d'une méthode de caractérisation permettant de déterminer si une batterie est éligible ou non à la seconde vie est présenté. Les contraintes industrielles liées à cette caractérisation sont prises en compte et l'impact environnemental de ces travaux est évalué. Une synthèse des travaux portant sur la caractérisation des batteries de seconde vie permet également de positionner les résultats obtenus par rapport à la littérature scientifique.

Le troisième chapitre porte sur le vieillissement des batteries de seconde vie avec l'objectif de contribuer à la question de recherche suivante : comment vieillissent les batteries réutilisées dans une application de recharge ? Les mécanismes physiques responsables du vieillissement des batteries sont d'abord décrits et les verrous scientifiques liés à leur réemploi sont explicités. Le travail mené s'appuie sur des essais de vieillissement réalisés en laboratoire sur des batteries issues de véhicules électriques. L'influence de la

1. Ces estimations s'appuient sur des données issues des rapports cités dans le texte. Les données annuelles ont été divisées par le nombre de secondes dans une année puis multipliées par 10 (temps de lecture estimé à 10 secondes).

température et d'une réutilisation dans un chargeur mobile sur la dégradation des batteries sont étudiées. Finalement, une synthèse des travaux portant sur le vieillissement des batteries de seconde vie permettra également de positionner les résultats obtenus par rapport à la littérature scientifique.

Le quatrième chapitre porte sur l'évaluation de l'éligibilité d'une batterie à une réutilisation pour un usage donné. Le travail décrit vise à répondre à la question de recherche suivante : pour la batterie testée, quels sont les usages possibles pour une seconde vie ? Après une description des enjeux et des travaux existants sur cette question de recherche, une procédure expérimentale permettant de remplir un passeport de la batterie est décrite. Ce passeport est ensuite utilisé pour déterminer les applications de seconde vie possibles.

Le cinquième et dernier chapitre porte sur l'impact des dispersions sur la performance des batteries avec l'objectif de contribuer à la question de recherche suivante : comment les dispersions de performances entre les éléments d'une batterie affectent la performance d'un système ? Ce travail s'appuie sur des résultats expérimentaux et de modélisation. D'abord, une procédure expérimentale permettant de calibrer et valider la précision d'un modèle de cellule est présentée. Par la suite un modèle de module prenant en compte les hétérogénéités entre cellules est présenté. Finalement, l'influence des dispersions des caractéristiques entre cellules sur la performance d'une station de charge mobile est évaluée.

La conclusion du manuscrit synthétise l'ensemble des travaux réalisés et présente les principales contributions de la thèse. Un ensemble de recommandations et de perspectives pour de futures recherches est également proposé.

Réussir la transition vers une mobilité durable

Dans ce chapitre une synthèse des connaissances acquises par la communauté scientifique sur des sujets liés à la mobilité durable est présentée. La présentation des travaux issus de la littérature scientifique permet de positionner le sujet de la thèse dans son contexte et permet de répondre aux questions suivantes : Pourquoi **électrifier** la mobilité? Quel est l'impact environnemental d'une **batterie**? L'infrastructure de recharge est-elle suffisante? Comment gérer au mieux la fin de vie des batteries?

Contenu

1.1	La transition vers une mobilité durable	2
1.1.1	Les enjeux de la transition	2
1.1.2	Réduire les émissions du secteur des transports, mode d'emploi	3
1.1.3	L'électromobilité, une des solutions	8
1.2	L'impact de la production des véhicules à batteries	9
1.2.1	Le besoin en matières premières pour un véhicule électrique	10
1.2.2	L'impact lié à l'extraction des matières	13
1.2.3	L'impact lié aux déchets miniers	16
1.2.4	Des impacts qui vont s'accroître	17
1.2.5	Des interrogations sur la disponibilité et le coût des matières	18
1.2.6	Les leviers pour rendre l'électromobilité plus durable	19
1.3	Vers une électromobilité sobre et efficace	20
1.3.1	L'influence des caractéristiques du véhicule	20
1.3.2	La nécessité de développer une offre de recharge adaptée	22
1.3.3	Les chargeurs mobiles, une solution complémentaire	23
1.3.4	Le chargeur à batteries, un atout pour le réseau	25
1.4	Promouvoir l'économie circulaire des batteries	25
1.4.1	Le principe de l'économie circulaire	26
1.4.2	Une collecte à organiser	27
1.4.3	Le traitement des batteries en fin de vie	31
1.4.4	Les limites du recyclage	32
1.4.5	Le réemploi, une pratique à privilégier	35
1.5	Conclusion et positionnement de la thèse	39

1.1 La transition vers une mobilité durable

1.1.1 Les enjeux de la transition

Les **ressources fossiles** sont apparues sous terre dans le cadre du processus de fossilisation des restes de vie ancienne. La maîtrise de leur extraction et de leur utilisation pour la production d'énergie a eu lieu au cours du XIX^e siècle et a permis des améliorations substantielles de l'espérance et du confort de vie. Ces énergies ont notamment permis l'exode rural en permettant d'augmenter les productions tout en faisant baisser l'emploi agricole. Elles ont aussi entraîné une expansion des villes grâce au développement des aciéries, des cimenteries, des camions, etc. Aujourd'hui, l'occidental moyen profite d'environ 40 m² d'espace habitable chauffé, d'une voiture pour se déplacer ainsi que d'une télévision et d'une connexion internet pour se divertir. Dans le même temps, ces énergies fossiles sont également à l'origine de l'abandon des **énergies renouvelables**. Avant la machine à vapeur et le moteur à combustion interne, notre monde était principalement alimenté par les énergies solaire, éolienne et animale. La maîtrise des énergies fossiles a donc engendré un changement de paradigme et transformé en profondeur nos sociétés.

Le rythme de consommation de ces énergies disponibles en quantité limitée pose néanmoins question. En une année, l'humanité extrait du sol une quantité d'énergie que les processus de fossilisation ont mis plusieurs millions d'années à produire. Il est donc physiquement impossible de poursuivre la consommation d'énergie au rythme actuel. Pour une ressource comme le charbon ou le pétrole, le rythme de consommation peut croître jusqu'à atteindre un maximum puis ce rythme devra irrémédiablement décroître ensuite. Pour le pétrole conventionnel c'est à dire le pétrole extrait par la méthode traditionnelle des puits pétroliers, le pic aurait été atteint en 2008 d'après l'Agence Internationale de l'Énergie. Pour le charbon, il aurait été atteint en 2013 et sera atteint autour de 2035 pour le gaz [IEA 2021a, Maggio 2012]. Face à la raréfaction de ces énergies fossiles bon marché, l'humanité et ses machines devront réapprendre à se contenter de l'énergie de flux fournie par les renouvelables.

Cette transition devra s'opérer dans un monde où les idéaux de diplomatie et gouvernance mondiales, chargés de faire entrer les nations dans une nouvelle ère climatique, ont été mis à mal. La signature des **Accord de Paris** en 2015 ou l'apparition d'une pandémie en 2019 avaient laissé penser à la possibilité d'un "monde d'après" où l'environnement et les populations seraient mieux considérés. Mais la montée des tensions entre grandes puissances mondiales et le retour de la guerre en Europe en 2022 sont les repères récents les plus marquants d'une série de crises ayant mis un terme à cette utopie. Un peu partout sur le globe, la vulnérabilité climatique des populations se fait sentir un peu plus chaque jour. Quelques années après la naissance des utopies, le constat semble clair : la perspective de fonder un nouvel ordre mondial basé sur le respect de notre planète et la limitation de l'économie a été balayée d'un revers de main.

Pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et ainsi préserver les écosystèmes, limiter les tensions internationales et les impacts des **vulnérabilités** climatiques, la solution est connue : il s'agit de mettre un terme à l'abondance énergétique rendue possible par les énergies fossiles. Compte tenu de la domination sans partage du pétrole dans les transports, ce secteur doit faire sa mue. Face à cette opportunité, une question majeure se pose : comment transformer notre mobilité pour la rendre plus durable ?

À l'échelle mondiale, le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC) est l'organisme de référence. Le GIEC a pour rôle d'évaluer l'ampleur, les causes et les conséquences du réchauffement climatique à partir d'une synthèse des publications scientifiques. Ce travail de synthèse de l'état des connaissances permet de rendre compte des consensus, de la variété des points de vue et des incertitudes pouvant exister dans la communauté scientifique sur les questions du **climat**. Les synthèses produites par l'organisme sont ensuite soumises à l'approbation des décideurs politiques et partagées sous forme de rapports au grand public. En octobre 2018, dans le cadre d'un rapport sur les effets d'un réchauffement de 1,5 °C, le GIEC a posé l'enjeu en ces termes [IPCC 2019] :

Le GIEC a présenté son rapport spécial sur les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1,5 °C, fondé sur l'évaluation d'environ 6 000 publications validées par des pairs, la plupart datant de ces dernières années. Le Rapport spécial confirme que le changement climatique porte déjà atteinte aux êtres humains, aux écosystèmes et aux moyens d'existence dans le monde entier.

Il montre que du point de vue des lois de la physique et de la chimie, la limitation du réchauffement planétaire à 1,5 °C est possible, mais qu'il faudrait, pour la réaliser, des transitions sans précédent à tous les niveaux de la société. Limiter le réchauffement à 1,5 °C et non à 2 °C, voire plus, présente des avantages évidents. Chaque fraction de degré en plus compte. Limiter le réchauffement à 1,5 °C permettrait également d'atteindre d'autres objectifs mondiaux tels que ceux du Programme de développement durable. Chaque année qui passe, chaque choix que nous faisons a une importance.

1.1.2 Réduire les émissions du secteur des transports, mode d'emploi

Les 17 objectifs de développement durable établis par les États membres des Nations Unies et présentés sur l'image 1.1 décrivent les objectifs généraux à atteindre pour s'approcher de l'idéal de développement durable.



FIGURE 1.1 – 17 objectifs de développement durable établis par les États membres des Nations Unies [UNESCO 2021].

La transition d'une mobilité au pétrole vers une mobilité plus durable se fera en travaillant avec une attention particulière sur 9 de ces 17 objectifs. La mobilité durable d'un point de vue environnemental pourra être atteinte en mettant en place des mesures relatives à la lutte contre le **changement clima-**

tique (objectif 13), à la protection de la vie aquatique (objectif 14) et de la vie terrestre (objectif 15). Une mobilité accessible économiquement sera possible par un travail sur le coût de l'énergie (objectif 7), sur nos espaces de vie (objectif 11) et sur nos modes de consommation et de production (objectifs 9 et 12). Finalement, une mobilité juste socialement sera possible en garantissant des conditions de travail et de vie favorisant le bien être des êtres humains (objectifs 1, 3 et 8) [IPCC 2022].

Une mobilité peut être qualifiée de durable lorsqu'elle se donne pour objectif d'organiser les formes de transports de biens ou de personnes de façon à minimiser l'impact environnemental et le coût porté par les personnes tout en promouvant la sécurité, le respect et l'inclusion des personnes pour les générations actuelles et futures. Comme le diagramme de Venn de l'image 1.2 l'illustre, la notion de durabilité prend en compte trois aspects : l'enjeu environnemental, l'enjeu économique et l'enjeu social.

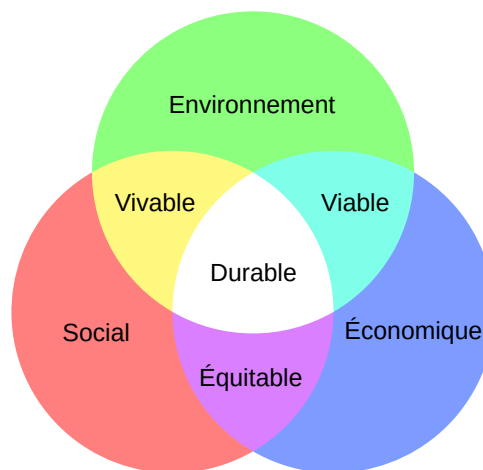


FIGURE 1.2 – Diagramme de Venn illustrant la notion de durabilité. Adaptée de [Commons 2022].

À savoir

Dans certains discours le diagramme de Venn est utilisé pour mettre en avant le concept de soutenabilité faible qui consiste à dire que la communauté peut épuiser les ressources naturelles et dégrader l'environnement si ces pertes sont compensées par une croissance économique et/ou un développement social. Dans cette vision, les trois dimensions de la durabilité ou soutenabilité sont interchangeable [Taibi 2019]. Dans ce manuscrit, le concept de durabilité est à entendre au sens fort qui consiste à dire que les trois dimensions de la soutenabilité doivent être considérées et *a minima* maintenues à un niveau stable.

Si les objectifs de développement durable proposent un cadre d'indicateurs qualitatifs pour s'approcher de l'idéal de mobilité durable, ils doivent être complétés par des objectifs quantitatifs. Cette quantification a fait l'objet de nombreux travaux de la part de plusieurs organismes. La plupart s'accordent pour dire que le **budget carbone** de chaque Terrien devrait être compris entre 1,6 t (hypothèse basse) et 2,8 t (hypothèse haute) de CO₂e par an [MTECT 2020]. Ces chiffres sont déterminés en tenant compte de l'évolution de la population mondiale d'ici 2100 et en respectant une répartition égalitaire de la quantité de CO₂e qu'il resterait à émettre pour ne pas dépasser les 1,5 °C. À ce jour, l'**empreinte carbone** moyenne d'un français est de 9 t de CO₂e d'après le Ministère de la Transition Écologique et de 9,9 t de CO₂e pour le cabinet de conseil Carbone 4 [MTECT 2020, Carbone4 2022].

La figure 1.3 présente la répartition moyenne des émissions pour un Français. Les transports sont le poste principal d'émissions avec près de 2,65 t de CO₂e/an dont 75 % sont liés aux voitures et 16 % aux avions. L'alimentation suit et représente 2,35 t de CO₂e/an dont 60 % vient de la consommation de produits d'origine animale. Le logement est le troisième poste avec 1,9 t de CO₂e/an, 62 % étant associés

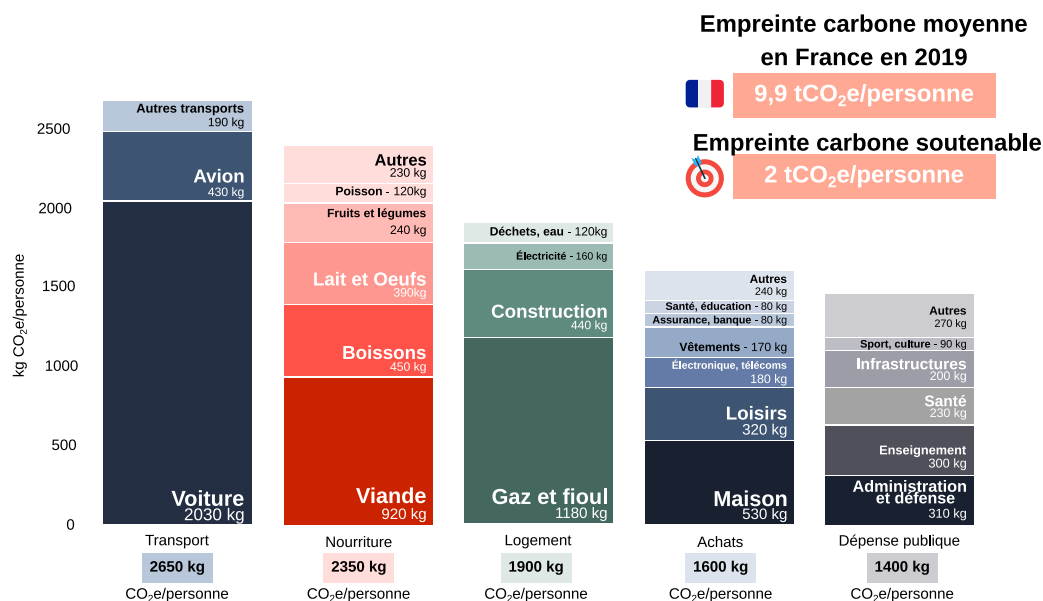


FIGURE 1.3 – Empreinte carbone du français moyen en 2019. Données issues de [Carbone4 2022].

à l'utilisation de gaz et de fioul et 24 % à la construction. Les achats regroupent eux 1,6 t CO₂e/an, dont la moitié proviennent des achats liés à la maison et aux loisirs. Enfin 1,4 t CO₂e/an sont associés à la dépense publique, que ce soit pour l'administration et la défense (32 %), l'enseignement (31 %), la santé (16 %) ou les infrastructures (14 %).

À savoir

Dans certains discours, la part des émissions de gaz à effet de serre française dans le monde est utilisée pour justifier l'inaction. Ce type d'argumentaire relève du sophisme de la double faute [Pierre Blackburn 2023]. Le fait que la France représente 1 % de la pollution mondiale ne justifie pas le fait qu'en moyenne un Français pollue cinq fois plus que ce qui est soutenable.

Cette décomposition met en lumière l'impact prépondérant de la voiture dans l'empreinte carbone des Français. En France, plusieurs organismes ont proposé des scénarios de transition vers une mobilité durable. Parmi les associations, négaWatt a publié en octobre 2021 un "scénario négaWatt 2022" qui détaille une transition énergétique du secteur des transports en se passant de l'énergie nucléaire et presque totalement des énergies fossiles à l'horizon 2050 [NégaWatt 2022] tandis que The Shift Project a produit en janvier 2022 un plan de transformation de l'économie française qui vise à emmener les différents secteurs économiques français vers la neutralité carbone [Project 2022]. Au sein des établissements publics, l'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) a publié en novembre 2021 le rapport Transition(s) 2050 qui propose quatre scénarios d'évolutions de nos sociétés afin d'assurer l'atteinte de l'objectif fixé à Paris en 2015 d'ici à 2050 [ADEME 2022b] tandis que la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) est la feuille de route proposée par l'ensemble des services ministériels français pour lutter contre le changement climatique et réduire de 28 % les émissions du secteur des transports en 2030 par rapport à 2015 [MTC 2022, MTC 2015].

L'analyse des rapports produits par ces organismes permet de distinguer deux approches possibles et complémentaires pour réussir la transition vers une mobilité durable : l'approche de sobriété et l'approche technologique.

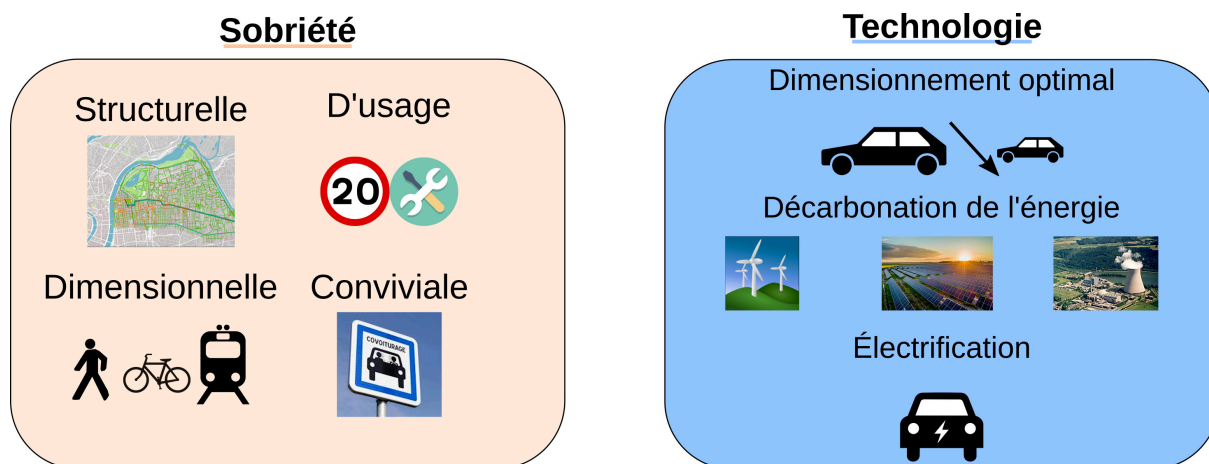


FIGURE 1.4 – Les 2 approches de transition vers une mobilité durable.

L'association négaWatt place au cœur de sa démarche la notion de sobriété. Elle la définit comme "une démarche de réduction des consommations superflues" s'organisant "par une hiérarchisation des besoins qui peut s'exercer au niveau individuel comme au niveau collectif". Cette notion s'articule autour de 4 leviers : structurel, d'usage, dimensionnel et convivial [ADEME 2019b].

La sobriété structurelle consiste à créer, dans l'organisation de l'espace ou de nos activités, les conditions d'une modération de notre consommation. L'aménagement du territoire en vue de réduire les distances à parcourir pour accéder au travail est un exemple d'une telle pratique. La sobriété dimensionnelle concerne le dimensionnement des équipements au plus juste par rapport à leurs conditions d'usage, par exemple l'utilisation de véhicules adaptés, en poids, volume et puissance, aux usages de déplacement. La sobriété d'usage porte sur la bonne utilisation des équipements en vue d'en réduire la consommation ; par exemple la limitation de la vitesse sur la route, ou l'extension de la durée de vie des équipements. Enfin, la sobriété conviviale relève d'une logique de mutualisation des équipements et de leur utilisation. Le covoiturage ou les formules d'autopartage sont des exemples d'une telle pratique.

L'approche technologique s'appuie quant à elle sur les évolutions techniques dans les différents secteurs d'activités. Dans le domaine de la production d'énergie, l'essor des sources de production renouvelables est régulièrement mis en avant. Dans le secteur des transports, la substitution du vecteur énergétique chaleur par des vecteurs d'énergie tels que l'électricité ou l'hydrogène est également une solution technique qui gagne en popularité dans de nombreux pays. Pour l'ensemble des systèmes, le dimensionnement et la gestion optimale de l'énergie sont également un enjeu fort qui trouve une solution dans l'approche technique [Patil 2023]. Des solutions telles que la captation du gaz carbonique ou la géoingénierie solaire font également l'objet d'un intérêt croissant, néanmoins ces solutions présentent de nombreuses limites qui poussent de nombreux auteurs à les rejeter comme unique réponse aux enjeux climatiques [IPCC 2022].

À savoir

Dans un certain nombre de discours, l'approche technologique est présentée comme suffisante pour la transition vers un avenir plus durable. Le dernier rapport du GIEC réfute cette approche et indique qu'il y a un consensus scientifique sur l'importance de la sobriété pour permettre un avenir soutenable [IPCC 2022].

Ces approches peuvent être complétées par la stratégie Éviter-Transférer-Améliorer qui fournit une méthodologie de réduction de l'impact environnemental par l'action. Cette approche se focalisant sur la demande de transport vise à fournir une méthode pour favoriser le développement d'une mobilité durable. Elle s'appuie sur trois notions.

D'abord, "Éviter (ou Réduire)" consiste à réduire la demande de transport et en ressources. Concrètement, cette notion invite à interroger nos besoins de transport. À travers cette notion, l'individu est invité à questionner ses habitudes de déplacement tandis que les décideurs politiques sont invités à penser nos lieux de vie pour faciliter la réduction des besoins de transport.

La notion "Transférer (ou Maintenir)" pose la question du choix modal pour les déplacements indispensables. Le transfert ou le maintien dans des modes actifs tel que la marche, le vélo ou l'utilisation des transports en commun sont les solutions à privilégier d'un point de vue environnemental. Si les individus sont les principaux décisionnaires sur la question du choix modal, les pouvoirs publics ont le rôle majeur de mettre à disposition des infrastructures favorisant ces modes.

Finalement, l'approche "Améliorer" s'attache à développer l'efficacité des solutions techniques par une amélioration de leur taux d'utilisation ou de leur rendement. La mise en place de l'électrification des véhicules, le développement du covoiturage ou des plateformes de mobilité comme service sont des exemples de dispositifs allant dans ce sens. Pour favoriser ces développements, les décideurs politiques doivent mettre en place des aides financières et réglementaires pour favoriser le déploiement des solutions techniques et organisationnelles les plus efficaces.

Pour atteindre les objectifs de réduction des émissions du secteur des transports, des changements structurels sont nécessaires. La transition vers une mobilité durable doit impliquer les individus, les entreprises et les pouvoirs publics puisqu'elle nécessite des changements dans nos manières de penser le besoin de déplacement, des changements dans la structure et les infrastructures de nos lieux de vie ainsi que des bouleversements dans nos consommations. Cet objectif ne sera accessible qu'en mobilisant une grande diversité d'approche et en impliquant les compétences de personnes de plusieurs disciplines. Les méthodes "Sobriété-Technologie" et "Éviter-Transférer-Améliorer" illustrent la diversité d'actions possibles pour atteindre l'idéal de mobilité durable. Dans la suite de ce manuscrit, une attention particulière sera portée aux défis liés à la mise en place d'une sobriété d'usage pour une solution technique d'importance croissante : la mobilité électrique.

1.1.3 L'électromobilité, une des solutions

Dans les paragraphes précédents, l'électrification des véhicules a été présentée comme l'une des solutions technologiques permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Dans ce paragraphe, il est question de la mobilité électrique aussi connue sous le nom d'électromobilité et qui désigne le fait d'utiliser un véhicule alimenté par de l'énergie électrique pour se déplacer. Le **véhicule électrique** présente l'avantage majeur de ne pas émettre de polluants à l'échappement et de réduire le niveau de pollution sonore. La figure 1.5 montre qu'il peut également permettre de réduire les émissions de gaz à effet de serre par rapport un véhicule thermique.

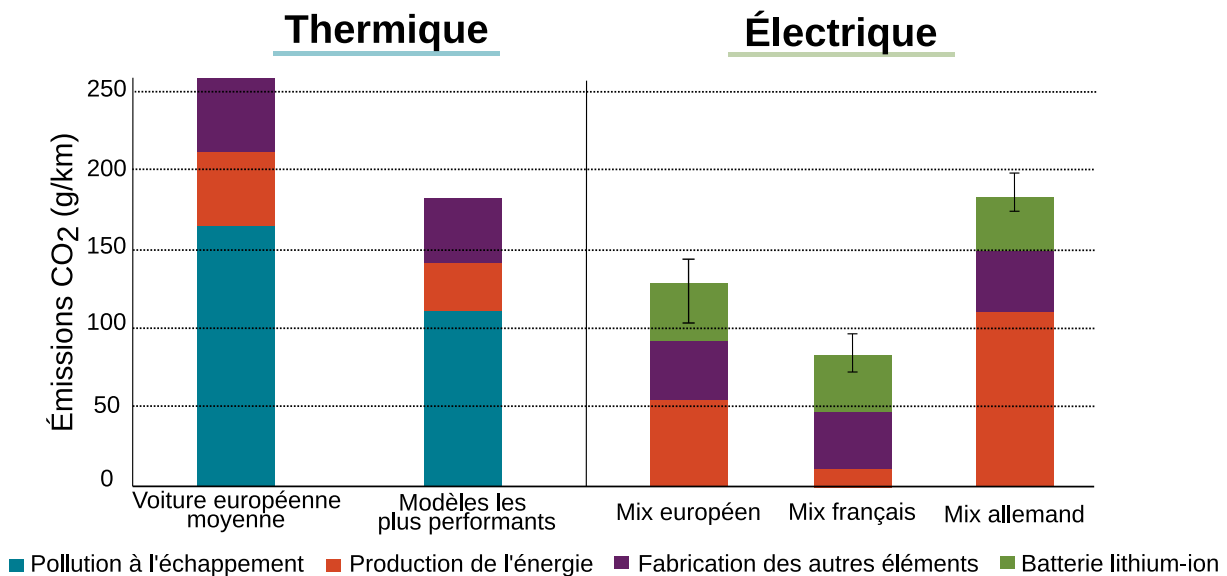


FIGURE 1.5 – Comparaison des émissions de CO_2 pour un véhicule thermique et un véhicule électrique. Adapté de [Hall 2018].

La notion d'émissions au cours du cycle de vie recouvre l'ensemble des émissions engendrées par la fabrication, l'utilisation et la fin de vie du véhicule et de son énergie de propulsion. Comme la figure le montre, cet impact est particulièrement sensible à la nature de l'énergie utilisée pour produire et utiliser le véhicule. Afin de limiter l'impact environnemental du véhicule électrique, il est donc souhaitable de le produire et l'utiliser dans des régions où **l'énergie est décarbonée**. Généralement, les études comparant les véhicules électriques et thermiques s'accordent sur le fait que le premier émet deux à trois fois moins de gaz à effet de serre que son équivalent thermique sur l'ensemble du cycle de vie. Ces gains s'expliquent par le rendement supérieur à 80 % de la **chaîne de traction** électrique contre moins de 30 % pour le véhicule thermique. La réversibilité de la machine électrique est un autre élément explicatif puisque cet atout permet la récupération de l'énergie au freinage [Albatayneh 2020]. Autrement dit, l'énergie stockée dans une batterie est quasiment intégralement disponible pour des fonctions utiles telles que la propulsion du véhicule ou l'alimentation des éléments auxiliaires (radio, climatisation, etc.). Tandis que pour un véhicule thermique, la majorité de l'énergie disponible dans le réservoir est perdue sous forme de chaleur lors de son utilisation par le moteur. Cette utilisation avantageuse de l'énergie est un des principaux arguments en faveur du véhicule électrique.

Malgré ces atouts, l'impact environnemental du véhicule électrique reste important en raison de la batterie qu'il embarque. Les paragraphes suivants expliqueront pourquoi la production d'une batterie a un impact important sur l'environnement.

1.2 L'impact de la production des véhicules à batteries

Le paragraphe 1.1 a permis de montrer que la mobilité ne pourra être durable que par une profonde transformation de nos sociétés et en déployant une large gamme de solutions. À ce jour, l'électrification des transports semble être l'option privilégiée par les pouvoirs publics. Ce paragraphe examine les principaux impacts environnementaux ainsi que les questions et défis liés à l'approvisionnement en matières premières pour la production des batteries de véhicules électriques.

L'**analyse du cycle de vie** d'un produit est l'outil à privilégier pour mener un examen approfondi de l'impact environnemental en calculant une grande variété d'impacts et d'indicateurs environnementaux. L'analyse du cycle de vie prend en compte l'ensemble des étapes de la vie d'un produit : de l'extraction des matières premières à la mise au rebut du produit. Les impacts environnementaux communément analysés peuvent être dénombrés au nombre de 13 et classés selon leurs types d'impacts sur l'air, l'eau, les ressources et la santé humaine [ADEME 2021a]. La notion de quantité de gaz à effet de serre émis par un produit au cours de sa vie est l'un des indicateurs pertinents et populaires pour les études d'impact environnemental.

Un rapport de l'Agence Européenne pour l'Environnement réalisé en 2018 compare l'impact de la production des véhicules thermiques (VT) et électriques (VE) sur une partie des impacts [EEA 2018]. Comme le montre la figure 1.6, la production des batteries prend une place prépondérante dans l'impact environnemental d'un véhicule électrique.

Score d'impact normalisé

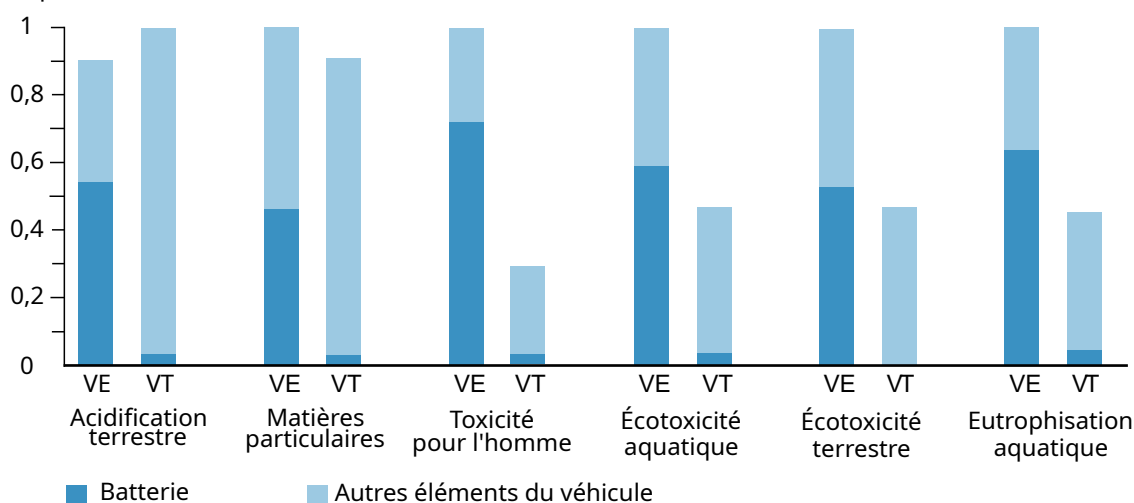


FIGURE 1.6 – Comparaison de l'impact de la production de véhicules électriques (VE) et thermiques (VT). Adapté de [EEA 2018].

Bien que le véhicule électrique permette une réduction des émissions de gaz à effet de serre, ce graphique montre qu'il affecte plus négativement d'autres catégories d'impacts. Les écotoxicités aquatiques et terrestres ainsi que l'eutrophisation aquatique sont trois impacts liés puisqu'ils sont causés par les mêmes types de substances [Combelles 2012]. Les polluants causant ces impacts sont généralement des métaux largués dans l'environnement au cours d'une activité industrielle. La figure montre que la production de la batterie est responsable en grande partie de cet impact. Des mesures doivent donc être prises afin de rendre la mobilité électrique durable et compatible avec les objectifs 13, 14 et 15 de développement durable. Les paragraphes suivants décriront plus en détail cette problématique et des solutions pouvant être mises en place.

1.2.1 Le besoin en matières premières pour un véhicule électrique

L'impact prépondérant de la phase de production s'explique par le besoin en métaux pour les batteries. La figure 1.7 présente une comparaison des quantités de matériaux nécessaires pour un véhicule électrique et pour un véhicule thermique.

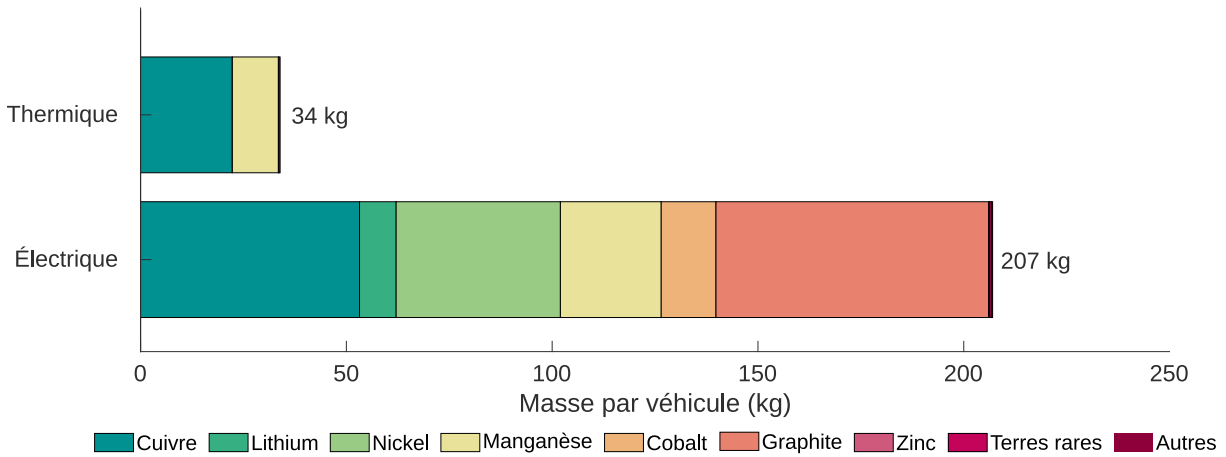


FIGURE 1.7 – Comparaison des quantités de métaux nécessaires pour un véhicule électrique et pour un véhicule thermique. Données de [IEA 2021c].

L'Agence Internationale de l'Énergie estime qu'un véhicule électrique consomme six fois plus de matières premières qu'un véhicule thermique [IEA 2021c]. Ce chiffre a été déterminé en considérant un véhicule électrique dont la batterie NMC622 fait 75 kWh. Il convient de préciser que cette batterie est particulièrement imposante, l'ordre de grandeur mis en avant peut donc être discuté. Néanmoins, la tendance indiquée reste vraie. La diversité de matériaux est également accrue dans un véhicule à batterie. La figure 1.8 présente la diversité de matériaux nécessaires à la production d'un véhicule électrique.

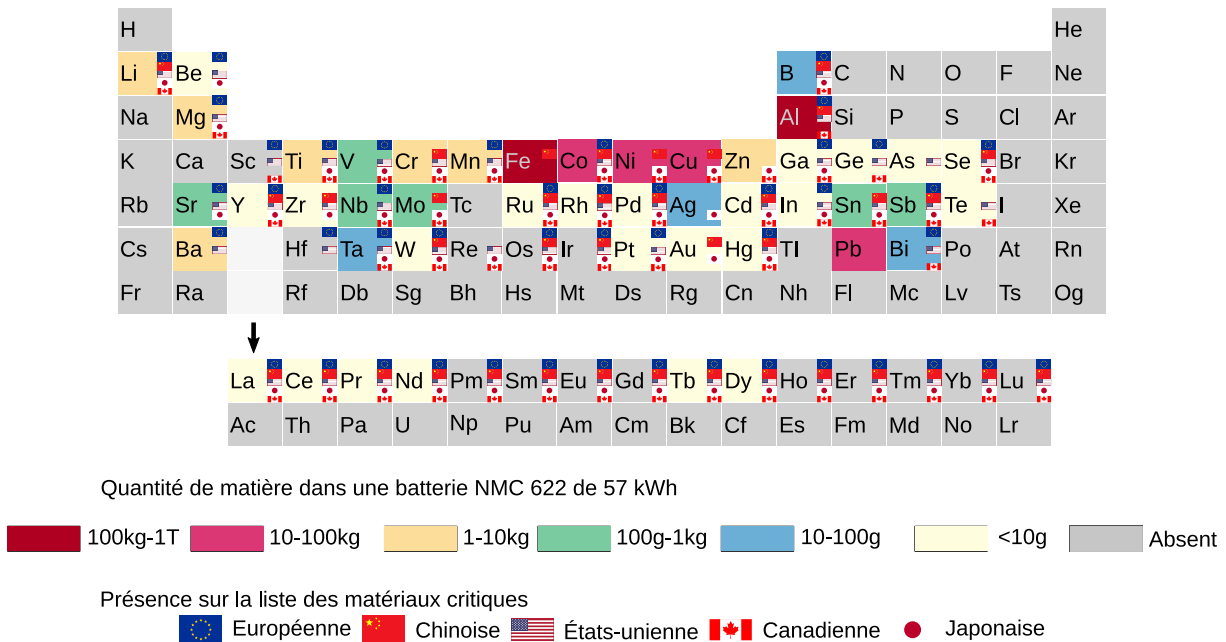


FIGURE 1.8 – Types de matériaux nécessaires pour un véhicule électrique alimenté par une batterie NMC622 de 57 kWh. Adapté de [Iglesias-Émbil 2020].

Parmi la diversité de matériaux présents dans une batterie, il y a des métaux de base comme le cuivre, l'aluminium ou le fer, mais aussi des matériaux dits critiques. Les matériaux critiques peuvent être définis comme des matériaux qui ont une grande importance économique mais aussi un approvisionnement à haut risque pour un projet politique donné [Commission Européenne 2017]. La figure ci-dessus indique par des drapeaux les pays ou régions du monde ayant défini un matériau comme critique. Il apparaît que la liste des métaux critiques varie en fonction des projets menés. Néanmoins étant donné que le projet de réduction des émissions de gaz à effet de serre par l'électrification est un projet partagé par un grand nombre de gouvernements dans le monde. Une matière première comme le lithium apparaît dans l'ensemble des listes des matières critiques établies [Su 2022]. L'impact de cette compétition sur le prix sera évoqué dans le paragraphe 1.2.5.

La quantité, la qualité et la diversité des matières premières nécessaires à la production d'une batterie sont particulièrement importants. La figure 1.9 illustre la diversité et la quantité de matières premières nécessaires pour produire un kilowattheure de batterie. La figure montre également que la technologie de la batterie impacte fortement la quantité et la nature des matériaux requis. Pour une batterie Lithium-Fer-Phosphate (LFP), la consommation de métaux est environ 30 % inférieure à celle des autres technologies. Néanmoins, cette technologie requiert également 2 fois plus de cuivre que les batteries Nickel-Manganèse-Cobalt [IEA 2023].

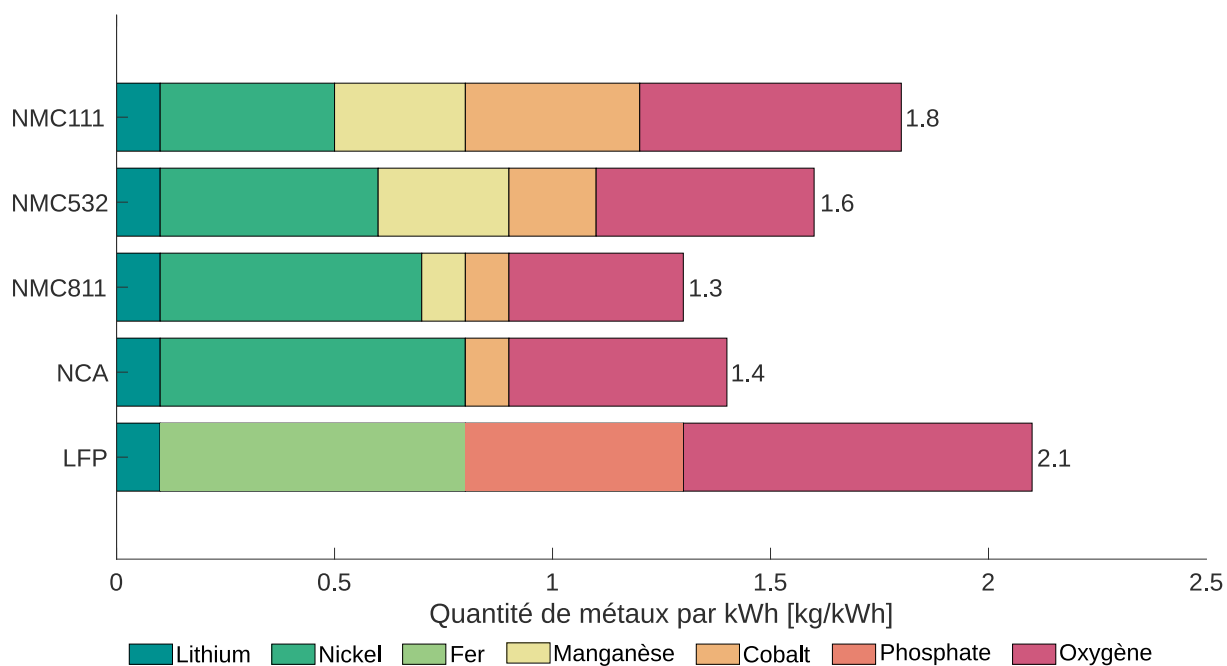


FIGURE 1.9 – Quantité de métaux nécessaire pour produire 1 kWh de batterie en fonction de sa technologie. Données de [IEA 2023].

Ce graphique permet également d'illustrer les choix de conception des nouvelles générations de batteries. Les fabricants ont principalement cherché à maintenir ou améliorer leurs performances en réduisant leurs coûts. Les technologies NMC, NCA et LFP sont les plus populaires à ce jour. L'évolution de la technologie NMC au cours du temps illustre bien la volonté de réduire le coût du stockage de l'énergie. Initialement, ces batteries étaient fabriquées en utilisant des quantités de nickel, manganèse et cobalt dans les mêmes ordres de grandeurs. Par la suite, la proportion de cobalt a été réduite pour parvenir aux technologies NMC532 et NMC811 ce qui a permis de réduire le coût des batteries [Commission Européenne 2020b].

La figure 1.9 a montré que pour produire un kilowattheure de batterie lithium-ion la quantité de matières premières utilisées pouvait varier de plus de 10 % selon la technologie. La taille de la batterie a également un impact majeur sur la quantité de matières nécessaire à sa production. Xu *et al.* ont réalisé une analyse de sensibilité pour quantifier l'impact de la technologie et de la taille des batteries sur le besoin en matériaux. Dans cette étude, les batteries étudiées sont une batterie de Tesla Model S Long Range Plus de 110 kWh et une batterie de véhicule hybride rechargeable de 10 kWh [Xu 2020]. Ces tailles sont les extrêmes sur le marché du véhicule électrifié. Le tableau 1.1 présente les quantités de matières nécessaires pour les batteries de ces modèles.

TABLEAU 1.1 – Matériaux contenus dans des batterie de 10 et 110 kWh pour différentes technologies (en kg par batterie). Données de [Xu 2020].

	Batterie de 110 kWh			Batterie de 10 kWh		
	LFP	NCA	NMC111	LFP	NCA	NMC111
Lithium (Li)	11,0	11,3	15,6	1,0	1,0	1,4
Nickel (Ni)	0	73,4	38,4	0	6,7	3,5
Cobalt (Co)	0	13,8	38,6	0	1,2	3,5
Manganèse (Mn)	0	0	36,0	0	0	3,3
Aluminium (Al)	172,8	135,1	141,9	29,8	16,9	17,3
Cuivre (Cu)	99,6	86,5	87,6	34,7	23,0	22,7
Graphite (C)	130,8	117,7	120,8	11,8	10,7	11,0

Ce tableau illustre l'importance de maîtriser la taille des batteries pour réduire le besoin en matière première associé à leur conception. La quantité de métaux requis pour une batterie est généralement proportionnelle à sa taille, excepté pour l'aluminium et le cuivre. Cette différence s'explique par le fait que ces deux matières sont principalement utilisées respectivement pour concevoir des structures de véhicules robustes et légères et pour la transmission du courant électrique. Cette influence de la taille des batteries sur le besoin en matières a une importance majeure puisque la polyvalence des batteries lithium-ion en fait la technologie de stockage de l'énergie de référence pour les objets du quotidien. Du vélo électrique au camion en passant par le téléphone et l'ordinateur portable, les batteries lithium-ion sont partout. Si la technologie peut changer à la marge, la taille de ces batteries est l'élément qui varie le plus entre deux usages. À titre d'exemple, un téléphone ou un ordinateur nécessitent une batterie de quelques wattheures tandis qu'un vélo électrique requiert une batterie cent fois plus grande. Pour les motos, les voitures ou les camions, le besoin est plusieurs milliers de fois plus important. Les paragraphes suivants montreront que pour garantir les bienfaits environnementaux recherchés dans le processus d'électrification une réflexion doit être menée sur la taille des batteries utilisées.

À savoir

Dans certains discours, la quantité de matière première nécessaire à l'électrification des transports est mise en avant comme un argument justifiant le *statu quo*. Cette interrogation est légitime mais ne doit pas servir à justifier le maintien en France de 37 millions de véhicules thermiques transportant en moyenne 1,4 passagers dans un véhicule de plus de 1,2 tonnes [INSEE 2022, MTES 2022, ADEME 2023a]. La problématique de la soutenabilité doit être posée pour toutes les mobilités quelle que soit l'énergie utilisée.

1.2.2 L'impact lié à l'extraction des matières

Pour faire le lien entre l'impact environnemental des batteries à leur production et la quantité de matières qu'elles requièrent, une description des pratiques minières utilisées lors de l'extraction des matières premières est nécessaire. Le paragraphe précédent a montré qu'un véhicule électrique requiert d'importantes quantités de métaux.

La grande majorité des métaux se caractérise par leurs faibles teneurs dans les gisements exploités. Les teneurs des gisements miniers exploités en 2023 s'expriment en gramme par tonne (g/t), ce qui signifie qu'il est nécessaire d'extraire et de traiter une tonne de roche pour récupérer quelques grammes de métal. Le tableau 1.2 présente les teneurs moyennes des gisements exploités en 2023 pour certains métaux de la batterie.

TABLEAU 1.2 – Concentration des gisements exploités dans le monde pour certains métaux des batteries. Adapté de [SystExt 2021, Elémentarium 2023]

	Teneur moyenne dans la croûte terrestre (g/t)	Teneur moyenne dans les gisements exploités (%)
Aluminium (Al)	80 000	25 à 30
Cadmium (Cd)	0,15	0,01 à 0,3
Cobalt (Co)	25 à 29	0,5 à 2,5
Cuivre (Cu)	55	0,3 à 2
Fer (Fe)	50 000	30 à 66
Graphite (C)	5 000 à 80 000	60 à 70
Lithium (Li)	20	0,05 à 0,16
Manganèse (Mn)	1 000	20 à 57
Nickel (Ni)	75	1 à 3
Plomb (Pb)	16	1 à 12

Les concentrations dans les gisements n'ont pas toujours été aussi faibles. Historiquement, les exploitants de mine ont naturellement eu tendance à privilégier l'exploitation des mines où les concentrations étaient les plus élevées. Ces faibles teneurs des gisements miniers ont des impacts économiques. Elles permettent d'envisager l'installation de nouvelles exploitations sur des territoires autrefois délaissés. À ce titre, l'exploitation des ressources en eaux profondes mais aussi sur le territoire européen ou français gagnent en intérêt [SystExt 2022]. Ces quelques lignes permettent d'illustrer la différence entre les notions de réserves et de ressources. En géologie, les ressources minérales désignent les tonnages et les teneurs calculés par des géologues à partir de mesures grâce aux travaux d'exploration et de sondages. Tandis que les réserves minières sont des ressources dont l'exploitation est jugée viable tant au niveau technique qu'économique. La notion de réserve est donc un concept dynamique, qui varie dans le temps en fonction des conditions économiques et des avancées techniques [Gicquel 2023].

Les matériaux se caractérisent également par leur absence sous forme pure. Dans la nature, chaque métal d'intérêt pour une batterie se trouve associé à d'autres minéraux. Certaines substances associées peuvent être vendues avec la substance principale, elles sont alors appelées **co-produits**. Lorsqu'une substance associée ne présente pas d'intérêt économique ou qu'elle est disponible dans des concentrations trop faibles, elle est généralement rejetée dans les **effluents** et les déchets miniers. La roue de complémentarité des métaux présentée sur l'image 1.10 est un outil graphique qui illustre cette dépendance entre métaux.

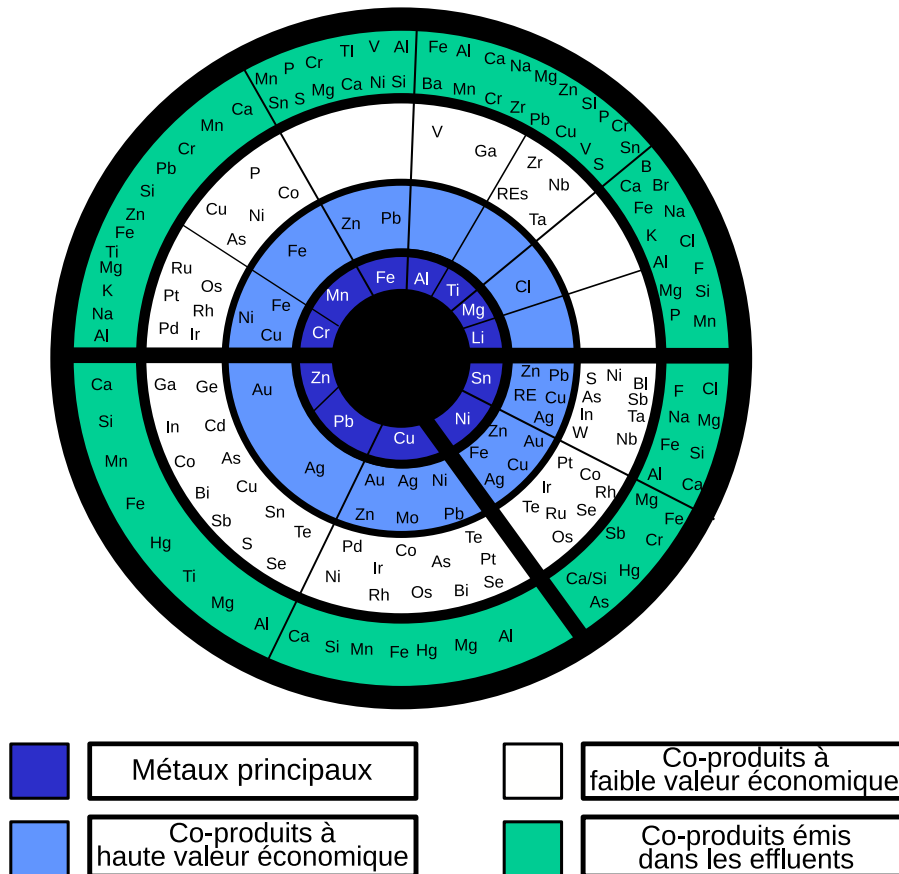


FIGURE 1.10 – Roue de la complémentarité des métaux. Adapté de [Guyonnet 2012].

Les métaux en bleu foncé sont les plus concentrés dans la nature. Leurs co-produits en bleu clair, blanc et vert sont positionnés dans le cercle selon leur part de la production. Plus un métal est proche du centre de la roue, plus il a de chance d'être récupéré comme co-produit ; plus il est proche de l'anneau extérieur, plus il risque d'être rejeté dans les effluents et les déchets miniers [Nassar 2015]. Ce graphique montre par exemple que l'exploitation d'une mine de cuivre (Cu) permet notamment de produire du cuivre et du nickel (Ni), mais elle implique également de prendre le risque de libérer du zinc (Zn), de l'arsenic (As) et du mercure (Hg) dans la nature. Cette roue illustre donc le potentiel de relargage de métaux dont la toxicité pour la santé humaine, l'eau et les sols est avérée [Briffa 2020]. Un lien peut donc être fait avec la figure 1.6 qui avait mis en évidence les impacts néfastes de la production d'une batterie sur l'environnement et la santé humaine.

L'exploitation d'un gisement minier permet d'extraire un minerai, autrement dit une roche constituée d'un mélange de matière d'intérêt et de **stérile**. Pour transformer ce minerai en une matière première de qualité suffisante pour une batterie, une transformation longue et complexe est nécessaire. La figure 1.11 illustre ce traitement qui peut être décomposé en trois étapes : la concentration, l'extraction chimique et le raffinage.

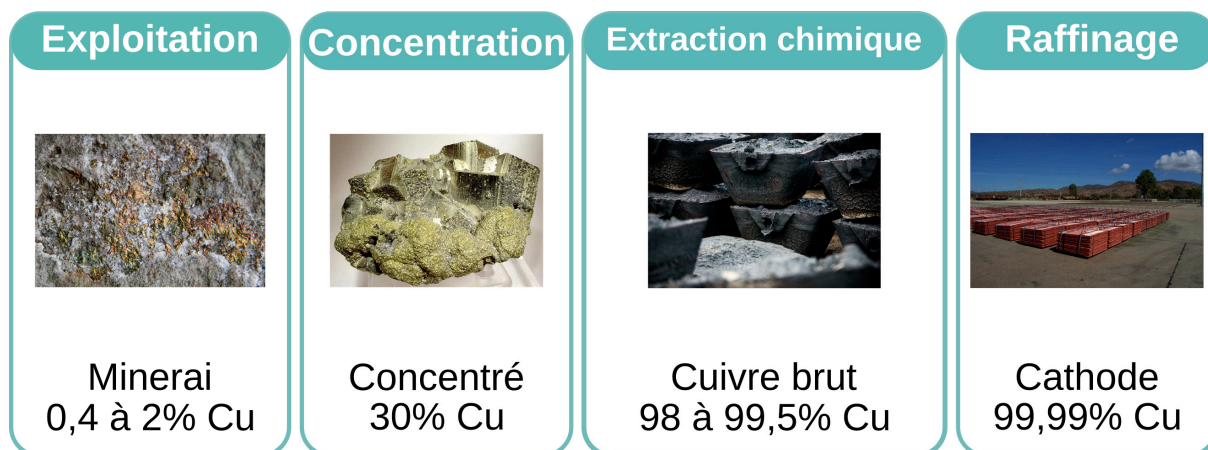


FIGURE 1.11 – Étapes de traitement d'un minerai (exemple du cuivre). Adapté de [SystExt 2021].

La concentration consiste à séparer les substances d'intérêt des substances sans intérêt économique immédiat. Cette étape comprend une préparation mécanique (concassage, broyage) et la séparation du stérile. Pour du cuivre, le concentré obtenu a généralement une teneur moyenne de l'ordre de 30 % alors que le minerai brut a une teneur inférieure à 2 %. Au cours de cette étape, les consommations d'eau et d'énergie sont particulièrement importantes. Mudd a compilé les consommations d'eau de plusieurs mines sur plusieurs dizaines d'années. Il estime la consommation moyenne d'eau à 172 m³ d'eau pour produire 1 tonne de cuivre et 107 m³ pour 1 tonne de nickel [Mudd 2008]. Ce volume correspond à celui utilisé par 3 Français pendant un an [France 2019]. Pour rappel, la figure 1.7 indiquait qu'un véhicule électrique nécessite environ 53 kg de cuivre et 40 kg de nickel. 25 véhicules produits suffisent donc à dépasser la tonne de cuivre et la tonne de nickel extraites. Vidal *et al.* estiment que 80 % de la consommation énergétique d'un site minier a lieu lors de l'étape de concentration, tandis que Geldron estime qu'elle représente 70 % de la consommation d'eau [Vidal 2018a, Geldron 2017].

L'extraction chimique, aussi appelée métallurgie, consiste à passer du minerai au métal, c'est à dire à passer d'une forme où le métal est lié chimiquement à de l'oxygène ou du soufre à une forme où le métal est le seul élément chimique. Afin de casser les liaisons chimiques, deux types de méthodes métallurgiques peuvent être mises en œuvre. Les méthodes pyrométallurgiques, basées sur des procédés thermiques, ou les méthodes hydrométallurgiques, qui consistent à mettre en solution un métal et à le récupérer à partir de cette solution. Pour du cuivre, cette étape permet d'obtenir un métal dont la teneur moyenne est de l'ordre de 99 %. Pour réaliser ce traitement, d'importantes quantités de réactifs chimiques, d'eau et d'énergie sont utilisées. Les réactifs chimiques communément utilisés sont les acides, surtout sulfurique, chlorhydrique et nitrique qui sont très utilisés en hydrométallurgie. Les bases comme la soude sont également fréquemment employées pour l'hydrométallurgie de l'aluminium. Le nitrate d'ammonium et d'autres substances sont utilisés pour le dynamitage dans les travaux miniers souterrains ou à ciel ouvert [GWA 2021]. L'utilisation de ces réactifs chimiques contribue également à dégrader l'environnement et la santé humaine.

Finalement, le processus de transformation du minerai se termine par le raffinage qui vise à retirer les impuretés du métal obtenu après l'extraction chimique. Les électrodes de cuivre commerciales obtenues suite à cette transformation ont une teneur de l'ordre de 99,99 %, ce niveau de pureté est nécessaire aux batteries. Zhang *et al.* ont montré que les impuretés affectent négativement la performance, la stabilité et la durée de vie des batteries. Ils préconisent de minimiser le taux d'impuretés [Zhang 2020a, Sun 2023]. Pour atteindre des niveaux de pureté suffisants, l'utilisation de la méthode pyrométallurgique seule n'est pas possible [Latini 2022]. Il est généralement nécessaire de la combiner avec la méthode hydrométallurgique.

Le métal est ensuite transporté vers les usines de transformation. Les matières premières étant produites à travers le monde et dans des quantités supérieures à un million de tonnes par an (1 600 Mt/an pour l'acier et le fer, 60 Mt/an pour l'aluminium, 20 Mt/an pour le cuivre), des infrastructures de transport dédiées (rails, autoroutes, ports) et de grande taille doivent être déployées. En 2021, l'Union internationale pour la conservation de la nature estimait que l'industrie minière représente environ 30 % du trafic maritime international et 8 à 10 % de la consommation d'énergie dans le monde [UICN 2021].

1.2.3 L'impact lié aux déchets miniers

Depuis l'exploitation du minerai jusqu'à l'obtention du métal pur, l'industrie minière génère des déchets et des effluents. La quantité de déchets miniers produits est de l'ordre de plusieurs milliards de tonnes par an soit autant que les processus géologiques fondamentaux qui façonnent la Terre [Kossoff 2014]. Lottermoser *et al.* estiment que les quantités générées sont telles, que l'industrie minière est la plus importante productrice de déchets solides, liquides et gazeux [Hudson-Edwards 2011].

La figure 1.12 présente l'analyse du flux de matière du lithium en 2018 produite par le British Geological Survey. Ce graphique décrit les flux mondiaux de lithium de leurs extractions à leurs utilisations dans quatre secteurs clés : l'automobile, l'énergie, l'industrie et l'électronique [Petavratzi 2021].

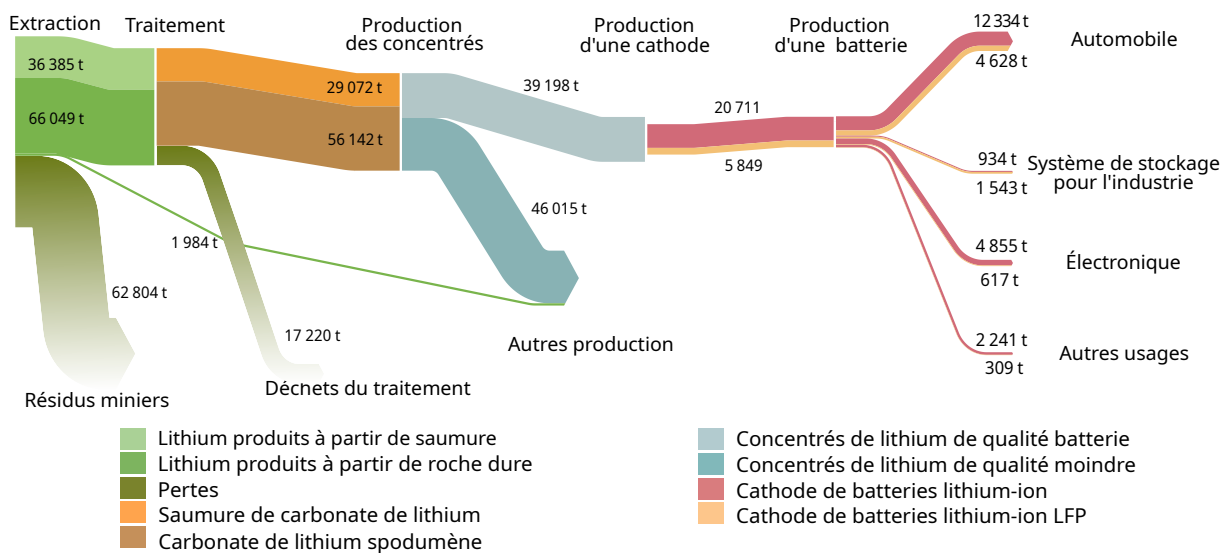


FIGURE 1.12 – Analyse du flux de matière du lithium en 2018. Adapté de [Petavratzi 2021].

Sur ce diagramme Sankey la masse de lithium disponible à chaque étape est proportionnelle à l'épaisseur des traits et indiquée par des valeurs numériques en tonnes. L'analyse de ce graphique permet de montrer que le traitement du lithium engendre des pertes significatives de matière. En 2018, 50 % du lithium issu des salars et 60 % du lithium issu des gisement de spodumène ont été perdus [Petavratzi 2021]. En plus d'impacts environnementaux sur le long terme, les déchets entraînent des dégradations de l'eau, de l'air, des sols et ont des conséquences néfastes sur la santé [Goodland 2012, Stewart 2020].

1.2.4 Des impacts qui vont s'accroître

La demande croissante de batteries conjuguée à la raréfaction des ressources risque d'exacerber les impacts environnementaux de l'industrie minière. Compte-tenu des teneurs faibles et de la complexité des procédés de traitement, les volumes de déchets solides générés par l'industrie minière devraient s'accroître avec l'augmentation de la demande [Valenta 2019]. Les ressources minérales sont en quantités finies sur la planète et non renouvelables à échelle d'une vie humaine. Historiquement, les gisements riches et facilement exploitables ont été valorisés en premier, laissant de côté les gisements qui étaient plus compliqués à exploiter et à traiter. Compte-tenu de l'augmentation continue de la demande pour la plupart des métaux, de plus en plus de gisements à faible teneur sont exploités. Or le coût énergétique de production croît en fonction de la diminution des teneurs des gisements et de leur accessibilité [Vidal 2018b]. La figure 1.13 présente l'évolution de la concentration du nickel dans le temps ainsi que l'énergie nécessaire à son extraction [Van Der Voet 2013]. Face à la diminution globale des teneurs et la complexification des gisements exploités, l'augmentation des impacts environnementaux de l'activité minière est ainsi destinée à s'accroître.

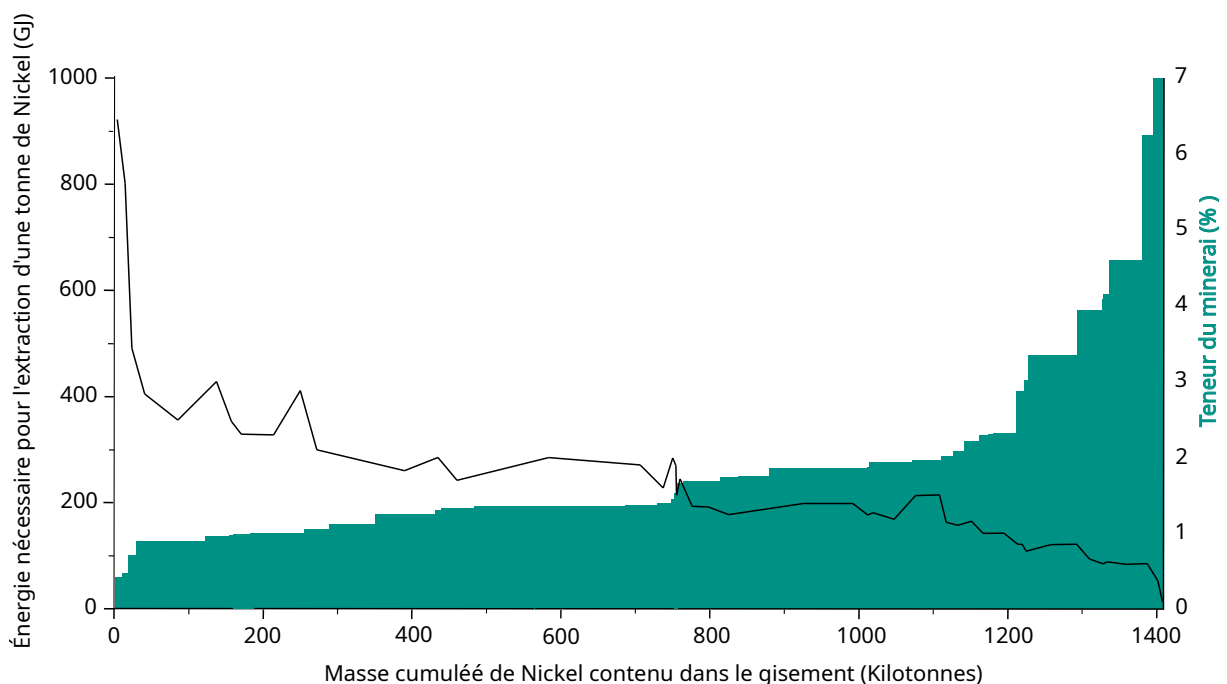


FIGURE 1.13 – Évolution du taux de concentration du nickel dans les gisements (en vert) et de l'énergie nécessaire à son extraction (en noir). Adapté de [Van Der Voet 2013].

Ce paragraphe a permis de faire le lien entre l'impact environnemental des batteries et leurs besoins en matières premières. L'obtention de ces matières repose sur l'industrie minière dont le modèle est intrinsèquement insoutenable. Les raisons le plus fréquemment rappelées par les auteurs sont le caractère fini des ressources minières puisque la diminution inéluctable des teneurs et la raréfaction des gisements "facilement" exploitables entraînera une augmentation exponentielle des impacts [Vidal 2018b]. Finalement, l'accélération de la demande en métaux associée aux impacts majeurs et pérennes de l'industrie minière risque de mettre à mal le caractère durable de l'électromobilité [SystExt 2023].

1.2.5 Des interrogations sur la disponibilité et le coût des matières

La volonté partagée par plusieurs puissances mondiales d’opérer une transition vers des modes de déplacement électrifiés présente effectivement un défi. D’après Xu *et al.*, le développement du marché du véhicule électrique nécessite de multiplier la capacité de production de matières telles que le lithium, le cobalt ou le nickel par un facteur d’au moins 15 [Xu 2020]. Les paragraphes précédents ont montré que cette croissance nécessiterait d’exploiter des gisements de moins en moins concentrés à des coûts énergétiques croissants. La garantie de bénéficier de ressources en quantités suffisantes et à un coût viable n’est donc pas assurée.

La batterie représente le tiers du prix d’un véhicule électrique [König 2021]. En 2022, le prix moyen d’une **cellule lithium-ion** était de 120 \$/kWh et celui d’un assemblage de 151 \$/kWh [BloombergNEF 2022]. Après plus d’une décennie de baisse continue du prix des batteries, une augmentation du coût du kilowattheure a eu lieu en 2022 [IEA 2021c]. L’inflation économique, le coût de l’énergie et les effets du développement de l’électromobilité permettent d’expliquer cette hausse des prix. Afin de limiter ces effets, les constructeurs automobiles ont désormais tendance à privilégier des technologies de batterie utilisant des matériaux plus économiques à l’électrode positive tel que le Lithium-Fer-Phosphate. Les coûts des batteries sont effectivement fortement dépendants des matières premières. Selon différentes estimations, les matières premières représentent 50 à 70 % du coût total des batteries, 25 à 30 % étant imputables aux électrodes positives et 8 à 12 % aux électrodes négatives [Patry 2014].

La hausse annoncée du coût énergétique de production d’une batterie interroge donc sur la possibilité de fournir à l’ensemble de la population des véhicules électrifiés. Afin de permettre aux ménages les plus modestes d’acheter un véhicule électrique, le gouvernement français a mis en place une aide à l’achat pour les véhicules électriques de moins de 2,4 tonnes et dont l’empreinte carbone est peu élevée [MTE 2023a, MTE 2023b]. Une offre de location longue durée a également été créée pour les personnes dont le revenu fiscal annuel est inférieur à 15 000 € et vivant à plus de 15 kilomètres de leur lieu de travail [MTE 2023c]. Pour sécuriser leurs approvisionnements en matières premières, les principales puissances mondiales se positionnent également sur la chaîne de valeur des batteries. La Chine est la seule puissance à maîtriser l’ensemble de la chaîne de valeur et à avoir sécurisé l’ensemble de ses approvisionnements. À ce jour, l’Union Européenne ne produit que 1 % de l’ensemble des matières premières. Elle est complètement dépendante de la Chine, du Japon et de la Corée du Sud pour son approvisionnement en matières brutes et/ou raffinées [Commission Européenne 2020a]. Dans un ouvrage particulièrement complet sur les questions de matières premières et d’énergie, Olivier Vidal explique que ce constat s’explique en partie par les réglementations [Vidal 2018a]. Dans les pays occidentaux, les déchets miniers sont soumis à une réglementation contraignante, dont le respect augmente les coûts d’extraction. Ainsi, à l’image de l’usine de purification des terres rares de La Rochelle qui en 1980 purifiait 50 % du marché mondial des terres rares, la plupart des activités de transformation des matières premières ont été délocalisées [Viel 2023].

Pour retrouver une souveraineté sur l’accès aux matières premières et la production des batteries, l’Alliance Européenne des Batteries a été initiée en 2017 par les pays européens. Ce projet devrait permettre de construire en Europe une capacité de production complète et capable de répondre à la demande de batteries de l’ensemble du marché européen [Commission Européenne 2023]. Grâce à la dégradation globale des teneurs dans les gisements, les réserves européennes deviennent également des ressources. Gregoir et Van Acker indiquent que parmi les annonces de projets miniers en Europe les plus importants portent sur l’extraction de lithium. Les projets sur des métaux tels que le cuivre ou le nickel sont mineurs. Ils mettent néanmoins en avant le haut degré d’incertitude de ces projets comparativement aux projets dans d’autres parties du monde. L’acceptabilité sociale, le besoin d’importantes subventions pour garantir l’intérêt économique de l’extraction ainsi que la nécessité d’investir dans des technologies de pointe sont mis en avant comme les freins majeurs au développement d’un marché européen de l’extraction du lithium [Gregoir 2022]. De plus, l’Agence Internationale de l’Énergie a analysé les principaux projets miniers menés dans le monde entre 2010 et 2019. Leur étude montre qu’en moyenne plus de 16 années s’écoulent entre la découverte d’une ressource et la première production. 12 années sont généralement consacrées

aux études d'impact et en cas d'acceptation du projet 4 à 5 années sont nécessaires pour la phase de construction [IEA 2021c]. Olivier Vidal indique que les aléas pouvant affecter des projets miniers peuvent être de nature politique, économique, environnementale, géologique, sociétale ou technique [Vidal 2018a]. La disponibilité des ressources est donc seulement l'un des aspects du problème.

Face à ces problématiques, le recyclage offre une alternative intéressante pour la production de matières premières. Cette solution sera décrite en détail dans le paragraphe 1.4.4.

1.2.6 Les leviers pour rendre l'électromobilité plus durable

Ce paragraphe a décrit l'électromobilité comme une solution intéressante pour réduire les émissions de gaz à effet de serre du secteur des transports mais dont les limites doivent être connues et prises en compte. Les impacts miniers ont été particulièrement mis en avant pour souligner les ordres de grandeur de consommation en matières premières, en énergie et en eau pour produire une batterie de voiture électrique. Un chiffre de synthèse permet de rendre compte de l'impact de la production d'une batterie : une énergie de 400 kWh est nécessaire pour produire une batterie de 1 kWh [Larcher 2015]. Ce besoin en matière peut être complété par de nombreux autres impacts tels que ceux liés à l'énergie utilisée pour recharger le véhicule ou à l'emprise au sol des installations pour l'automobile. Ces éléments montrent que la mobilité ne deviendra pas durable par le simple fait d'être électrique.

Des solutions de sobriété telles que la réduction de la demande de transport, le report modal vers des modes plus durables ou l'augmentation du taux d'utilisation et de remplissage des véhicules sont sans doute des leviers tout aussi pertinents que l'électrification des véhicules.

Les parties suivantes présenteront deux leviers pour assurer une transition durable vers la mobilité électrique :

- la réduction de la taille des batteries,
- la mise en place d'une économie circulaire de la batterie.

Aller plus loin

Faute de pouvoir être exhaustif, dans cette partie sur l'impact environnemental de la production des véhicules électriques des questions clés n'ont pas été présentées. Le lecteur intéressé pourra se référer aux ouvrages suivants pour compléter la description qui en a été faite ici.

- Sur la transition vers une mobilité durable : [IPCC 2022, Bigo 2020]
- Sur l'impact environnemental du véhicule électrique : [EEA 2018]
- Sur l'activité minière : [SystExt 2021, SystExt 2023]
- Sur les matières premières pour la transition énergétique : [IEA 2021c, Bihoux 2021, Vidal 2018a]

1.3 Vers une électromobilité sobre et efficace

Ce paragraphe présente plusieurs solutions pour minimiser l'impact environnemental lié à l'utilisation des véhicules électriques. Pour un véhicule individuel, l'impact environnemental lié à son utilisation dépend d'une part de la distance qu'il a parcourue et d'autre part de son impact environnemental par kilomètre. La réduction de la demande de transport nécessite des changements sociétaux. Dans son dernier rapport, le GIEC met en avant un éventail de solutions telles que la numérisation, la mobilité comme un service, les gratifications financières ou la mise en place d'aménagements urbains permettant de réduire la part modale de la voiture et ainsi la distance parcourue par les usagers [IPCC 2022]. Concernant l'impact environnemental par kilomètre, de nombreux facteurs influencent ce résultat, notamment les caractéristiques des véhicules, les sources de production d'électricité ou les habitudes de recharge.

1.3.1 L'influence des caractéristiques du véhicule

La consommation d'énergie d'un véhicule est fortement corrélée à sa taille, à son poids et à la nature de son groupe motopropulseur. La figure 1.14 met en évidence l'influence de la masse du véhicule sur sa consommation énergétique. Plus un véhicule est lourd, plus sa consommation énergétique est importante. La figure illustre également la plus grande efficacité énergétique du groupe motopropulseur électrique par rapport aux thermiques. La pente de consommation énergétique en fonction de la masse du véhicule est plus douce pour les véhicules électriques (en bleu) cela montre qu'ils permettent une réduction des pertes d'énergie lors de l'utilisation.

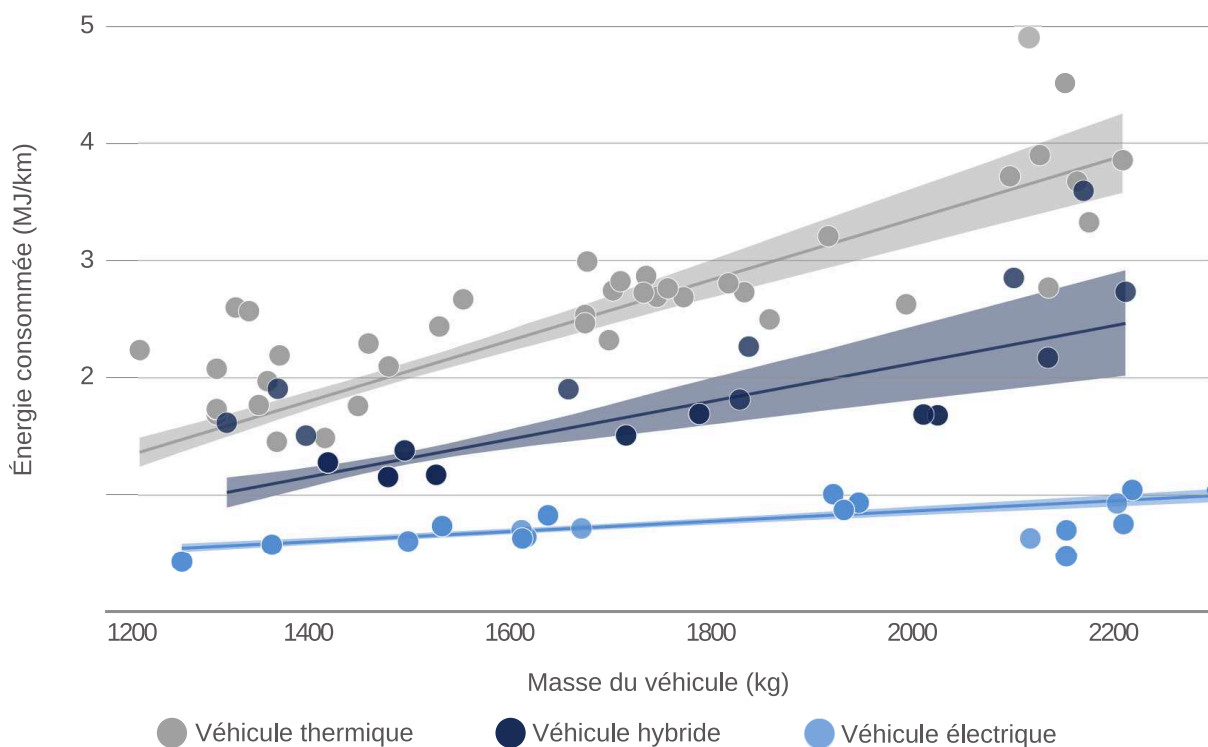


FIGURE 1.14 – Énergie consommée en fonction du groupe motopropulseur et de la masse du véhicule. Adapté de [IPCC 2022].

Afin de minimiser l'impact environnemental d'un véhicule, l'électrification et la réduction de sa masse sont deux tendances souhaitables. À ce titre, le report modal vers des solutions de micro-mobilités électrifiées tels que le scooter, le vélo ou la trottinette électrique est à encourager. Actuellement, ces solutions sont largement utilisées pour desservir les déplacements de passagers de moins de 8 km, ce qui représente 50 à 60 % du total des kilomètres parcourus par les passagers en Chine, dans l'Union Européenne et

aux États-Unis [Kersten 2019a, Kersten 2019b]. Certains auteurs indiquent qu'avec des infrastructures plus appropriées, ces solutions pourraient même contribuer à des trajets plus longs, jusqu'à 20 km, en particulier dans les zones urbaines centrales [Abduljabbar 2021]. Pour les trajets longues distances et le transport de marchandises, le train électrique est la solution de transport à privilégier pour minimiser l'impact environnemental et le coût du transport [IPCC 2021].

Dans les faits, la voiture reste largement privilégiée pour les trajets du quotidien ou pour les trajets à longue distance [MTES 2022]. Cet état de fait a un impact sur les caractéristiques des véhicules les plus plébiscités. Le véhicule occidental moderne se doit d'offrir une autonomie et une puissance suffisante pour parcourir plusieurs centaines de kilomètres à une vitesse supérieure à 100km/h tout en offrant un niveau de confort suffisant pour permettre des voyages de plusieurs heures. L'autonomie et la puissance d'un véhicule électrique étant directement corrélées à la taille de sa batterie, les constructeurs tendent à la dimensionner pour permettre des trajets longs. La figure 1.15 présente l'évolution de l'énergie embarquée dans les trois véhicules électriques les plus vendus dans le monde chaque année entre 2012 et 2022.

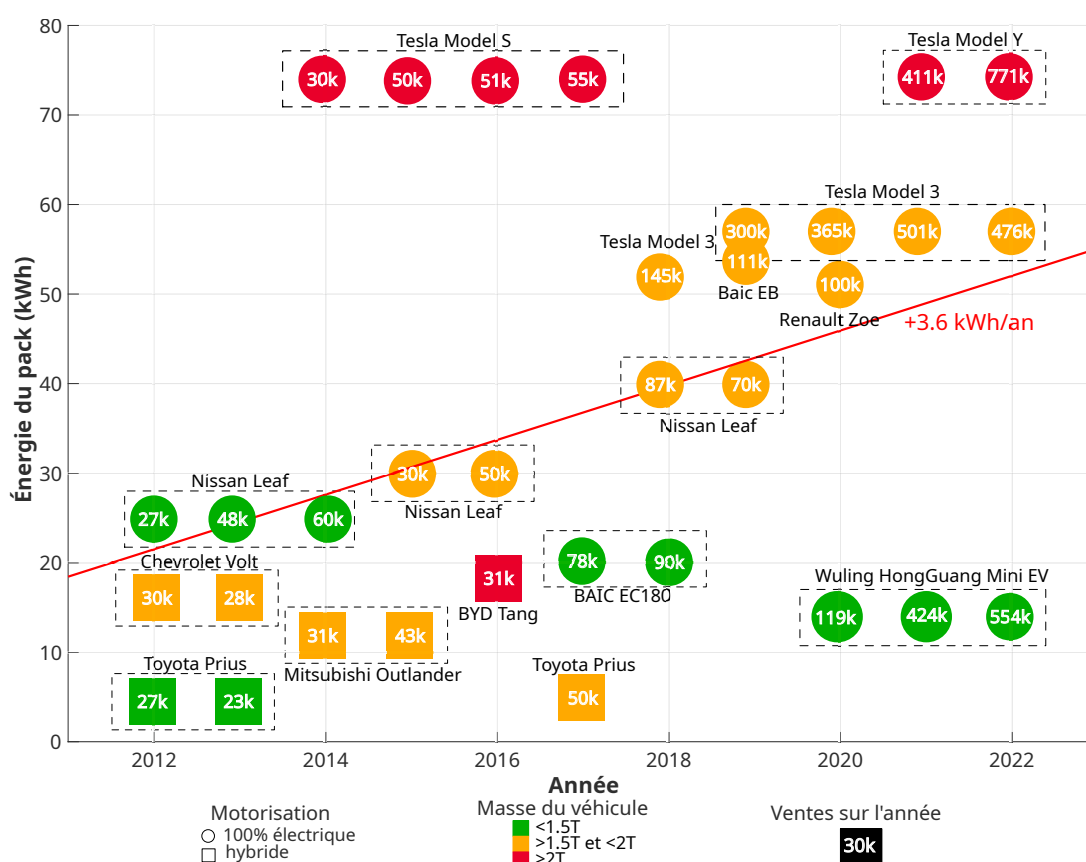


FIGURE 1.15 – Évolution de l'énergie embarquée dans les trois véhicules électriques les plus vendus dans le monde chaque année. Inspiré de [Mathieu 2020].

La figure illustre une tendance forte d'amélioration des autonomies des véhicules électriques par l'augmentation de la taille des batteries. Exception faite des constructeurs chinois tels que BYD, BAIC ou Wuling qui misent sur des véhicules à faible autonomie et à dimensions réduites idéales pour les trajets urbains, les autres constructeurs mettent eux plutôt l'accent sur l'autonomie des véhicules. Cette tendance a un double effet négatif puisqu'une batterie plus grosse nécessite plus de matières premières et pèse plus lourd. D'un point de vue environnemental, des véhicules de petite taille à autonomie réduite sont préférables. Afin de faciliter le déploiement de ce type de véhicules, une infrastructure de recharge finement maillée est nécessaire.

1.3.2 La nécessité de développer une offre de recharge adaptée

Pour permettre une réduction de la taille des batteries et développer une électromobilité soutenable, l'amélioration de l'infrastructure de recharge existante est nécessaire.

La directive 2014/94/UE du parlement européen indiquait que : "le nombre moyen de points de recharge devrait correspondre à au moins un point de recharge pour dix voitures" [Union Européenne 2014]. La carte 1.16 montre qu'en 2023 dans une majorité de départements français, cet objectif n'est pas atteint.

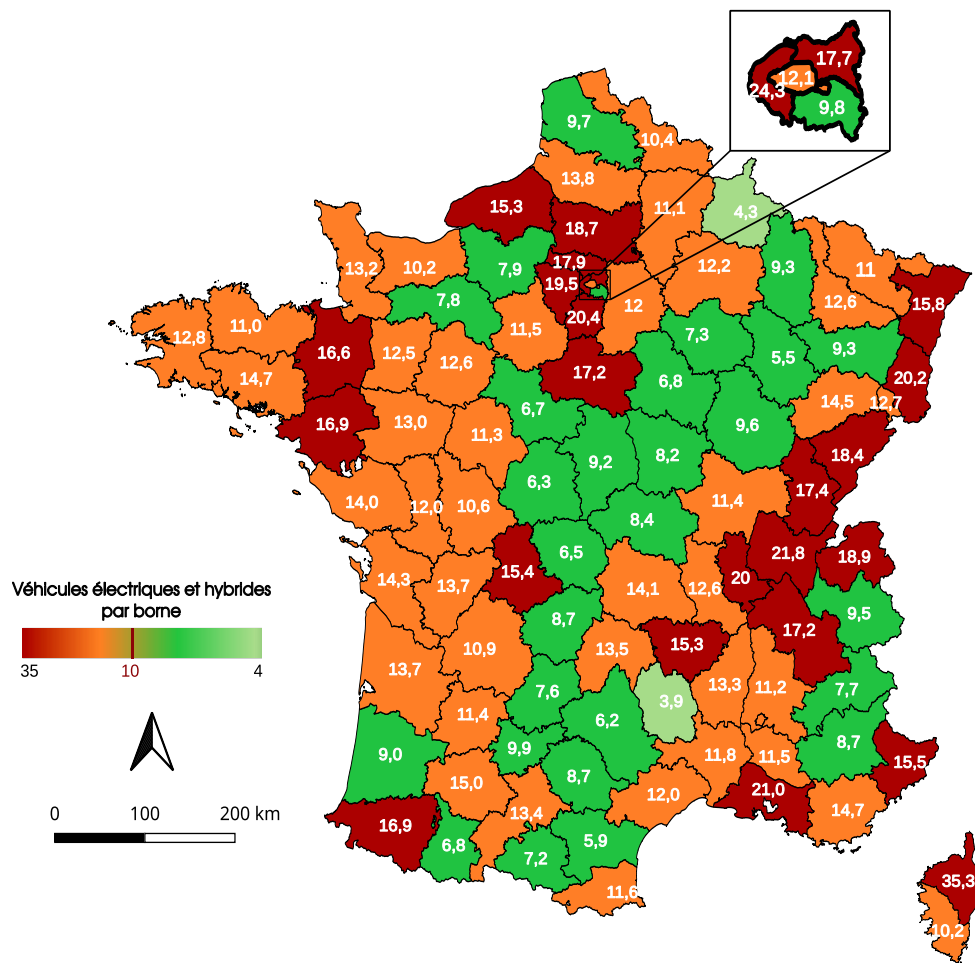


FIGURE 1.16 – Nombre de véhicules électriques et hybrides par point de recharge en France en 2023. Données issues de [UFE 2023].

Une augmentation du nombre de points de recharge est ainsi nécessaire pour faciliter la transition vers la mobilité électrique. La quantité de bornes n'est néanmoins pas le seul critère à prendre en considération. Un sondage réalisé en 2018 par IPSOS pour l'Association nationale pour le développement de la mobilité électrique montre que les électromobilistes estiment que la disponibilité du parc de bornes de charge est limitée par les pannes régulières et la présence de voitures utilisant les emplacements de recharge pour stationner [Avere-France/Mobivia 2018]. Ces déclarations des électromobilistes sont corroborées par les travaux de Hecht *et al.* publiés en 2020 et consistant à analyser les données d'usage de 26 951 chargeurs en Allemagne. Leur travail a permis de montrer qu'une station de recharge fixe est utilisée entre 15 et 20 % du temps et qu'un grand nombre de véhicules occupent les bornes de charge pour stationner [Hecht 2020].

1.3.3 Les chargeurs mobiles, une solution complémentaire

Les chargeurs mobiles sont une solution pour renforcer le système d'infrastructure existant et répondre aux problématiques posées par les chargeurs fixes. Une station de recharge mobile peut être définie comme un chargeur capable de fournir de l'énergie aux véhicules et de se déplacer par la suite. Cette technologie présente l'avantage d'optimiser le taux d'utilisation de la station de recharge car ces chargeurs sont capables de se déplacer d'un véhicule à l'autre. Ils offrent également une solution de recharge plus flexible, car ils sont conçus pour être déployés rapidement à n'importe quel endroit et avec la possibilité d'adapter l'énergie embarquée ainsi que la durée du séjour aux besoins des conducteurs [Afshar 2021, Kong 2019].

Ce type de chargeur présente plusieurs avantages importants pour les électromobilistes et les gestionnaires de parking. Pour les premiers, la recharge est facilitée puisqu'ils n'ont plus à manipuler de câbles et la problématique du type de connecteur est gérée par le chargeur mobile. La faculté de mouvement résout le problème des véhicules stationnés à des bornes de charge sans se charger. Pour les gestionnaires de parking, les chargeurs mobiles permettent de rendre l'ensemble des places disponibles pour des véhicules thermiques et de réduire également les frais d'installation d'une borne fixe. Un rapport du Ministère de la Transition Écologique sur l'infrastructure de recharge pour véhicule électrique indique que les postes "génie civil", "installation" et "raccordement" représentent, en cumulé, entre 20 % et 40 % des coûts totaux de déploiement d'une infrastructure de recharge [Stratégies 2019]. Ces chiffres sont cohérents avec l'étude de Hoover *et al.* dont l'image 1.17 est extraite.

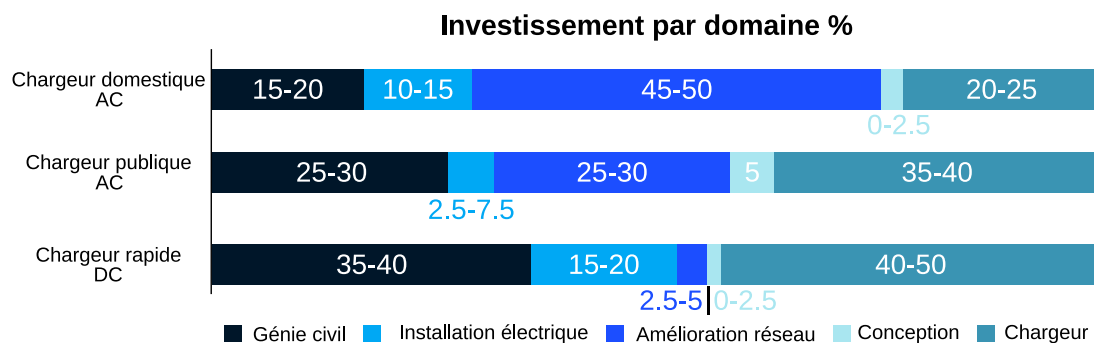


FIGURE 1.17 – Coûts associés à l'installation d'une borne de charge (AC : Courant alternatif, DC : Courant continu). Données issues de [Hoover 2021].

Une station de recharge mobile permet donc d'éliminer ces postes de dépenses tout en déployant une offre de charge adaptée aux besoins des automobilistes et dont le taux d'utilisation sera optimal. Ces avantages ont poussé des industriels et des universitaires tels que Mob-Energy, Volkswagen, NRG-X, EP-Tender et TU-Dortmund à développer leurs chargeurs mobiles. La figure 1.18 présente deux modèles de telles stations de recharges. Certains produits sont déjà commercialisés, à l'image du robot Charles de Mob-Energy ou de la station de recharge non autonome d'EP-Tender.



FIGURE 1.18 – Stations de recharge mobiles produites par Mob-Energy à gauche et Volkswagen à droite [Mob-Energy 2021, Volkswagen 2020].

Néanmoins, un certain nombre de freins limitent encore le développement de cette technologie à grande échelle. Walzel *et al.* mentionnent par exemple l'absence de format et position standard pour les connecteurs de charge sur les véhicules ainsi que la diversité des systèmes de verrouillage des prises [Walzel 2016]. L'énergie stockée par ces chargeurs mobiles est également limitée, ils doivent donc être considérés comme une technologie complémentaire aux technologies existantes. À ce jour, les stations de charge mobiles peuvent fournir jusqu'à 30 kWh à une puissance de charge maximale de 50 kW [Afshar 2021]. Si ces performances peuvent sembler limitées, elles correspondent dans la plupart des cas aux besoins des électriciens. Hecht *et al.* ont montré que [Hecht 2020] :

- Les besoins en puissance sont généralement nettement inférieurs à la puissance nominale de la station et dépassent rarement 11 kW pour la charge en courant alternatif.
- Pour les chargeurs en courant alternatif, jusqu'à 20 kWh d'énergie sont rechargés pour un événement moyen de charge.
- Le transfert d'énergie se termine généralement après 4 heures pour les chargeurs en courant alternatif.

D'un point de vue environnemental, il est également souhaitable de limiter le niveau de performance des chargeurs. Le tableau 1.3, issue d'un article de Pulido-Sanchez *et al.* [Pulido-Sánchez 2022], montre que l'augmentation du niveau de puissance délivrable par un chargeur entraîne une augmentation de sa consommation en matériau et une réduction de sa durée de vie.

TABLEAU 1.3 – Durée de vie et matériaux contenus dans différentes technologies de chargeurs (unité : kg par borne). Données de [Pulido-Sánchez 2022].

Matériau	Chargeur à domicile (3,7 kW)	Chargeur puissance moyenne (45 kW)	Chargeur rapide (200 kW)
Cuivre	0,7	1,5	120
Fer	0	0	180
Ciment	0	1 200	2 400
Inox	3,5	2,14	90
PVC	7,5	0	0
ABS, Fibre de verre	0	52,5	380
Durée de vie	15 ans	10 ans	12 ans

1.3.4 Le chargeur à batteries, un atout pour le réseau

Un chargeur mobile alimenté par batteries offre également une solution de pilotage de l'énergie. Actuellement, la plupart des bornes de charge de véhicules électriques commencent la charge dès que le véhicule est branché. Pour une majorité de propriétaires de véhicules électriques, la charge a lieu le soir et la nuit ce qui coïncide avec la demande de pointe des ménages et s'y ajoute [Amara-Ouali 2022]. La figure 1.19 présente l'évolution de la demande d'électricité au réseau d'énergie électrique au cours d'une journée type. Bien que des variations journalières et annuelles puissent faire varier son intensité, un pic de consommation existe généralement en début de journée et entre 17 et 21 h [Polat 2023]. Pour pouvoir répondre à cette demande additionnelle, des sources de production pilotables type charbon ou gaz sont susceptibles d'être utilisés dans de nombreux pays. Un chargeur mobile offre à la fois une solution de stockage tampon qui pourra être utilisée par le réseau pour répondre aux pics de demandes et une solution de recharge permettant de différer la charge lors des moments de faible demande.

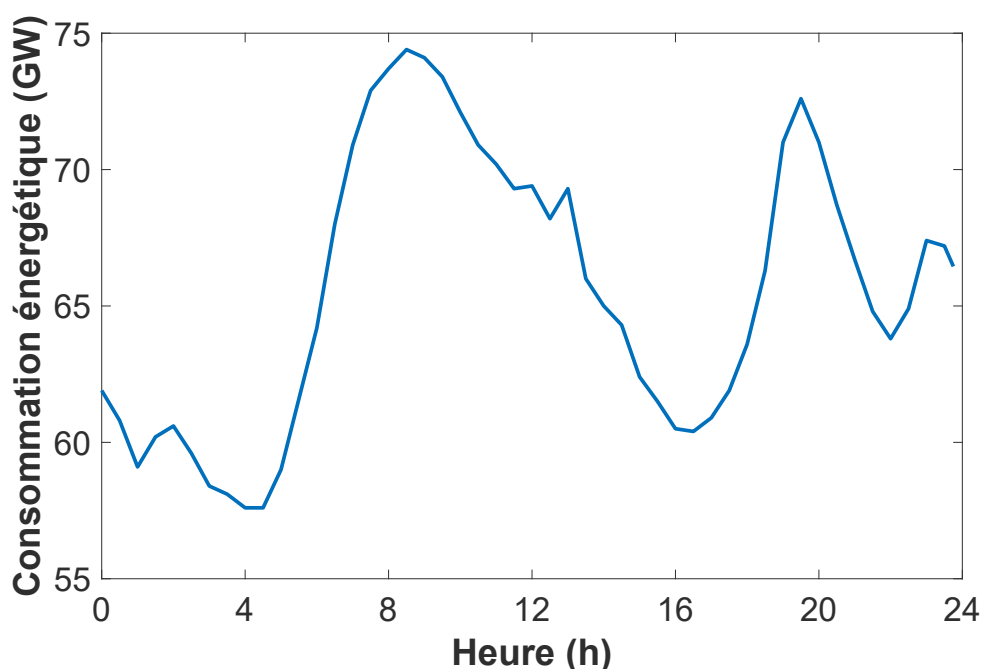


FIGURE 1.19 – Évolution de la demande d'électricité au réseau français au cours d'une journée moyenne. Données de [RTE 2023].

À mesure que le nombre de véhicules électriques augmente, ce type de solution facilitant le pilotage de la production d'énergie sera nécessaire pour minimiser les émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité. Par exemple, au Royaume-Uni la modélisation des scénarios indique que le pic supplémentaire de consommation d'électricité pourrait être de 18 GW de plus en 2050 par rapport à 2023 (soit environ 30 % de la consommation de pointe de 2016 d'environ 60 GW) [NationalGrid 2018]. En revanche, si les temps de charge sont gérés, la consommation électrique de pointe serait beaucoup plus faible - environ 6 GW (soit 10 % de la consommation de pointe en 2023).

1.4 Promouvoir l'économie circulaire des batteries

Ce paragraphe présente une solution complémentaire pour minimiser l'impact environnemental des véhicules électriques : la promotion d'une économie circulaire de la batterie.

Le développement des véhicules électriques pose des questions sur la gestion de la fin de vie de leurs

batteries. À ce jour, le taux de recyclage de ces batteries est faible, principalement à cause du faible nombre de véhicules électriques sur le marché. Le marché naissant de la batterie en fin de vie offre l'opportunité de questionner la notion de déchet et de promouvoir des pratiques plus durables. Cette dernière partie présente l'organisation du marché de la fin de vie des batteries de véhicules électriques et les pratiques de gestion de la fin de vie à privilégier pour réduire l'impact environnemental.

1.4.1 Le principe de l'économie circulaire

En dépit de l'absence de définition normalisée, l'économie circulaire est communément définie comme un modèle économique et industriel dont la priorité est de maintenir les produits, leurs composants et leurs matériaux en usage le plus longtemps possible en veillant à garantir la qualité de leur utilisation [ADEME 2023b]. Le principe de circularité constitue une alternative vertueuse au modèle économique basé sur la fabrication de produits à partir de matières vierges [Beulque 2018]. Deux principes sous-tendent l'économie circulaire. D'abord, limiter au maximum l'utilisation des ressources naturelles et les restaurer autant que possible si leur usage est incontournable. Ensuite, prolonger la durée de vie des produits, en veillant à cette dimension dès leur conception. La figure 1.20 illustre la notion de cycles en économie circulaire [Collard 2020].

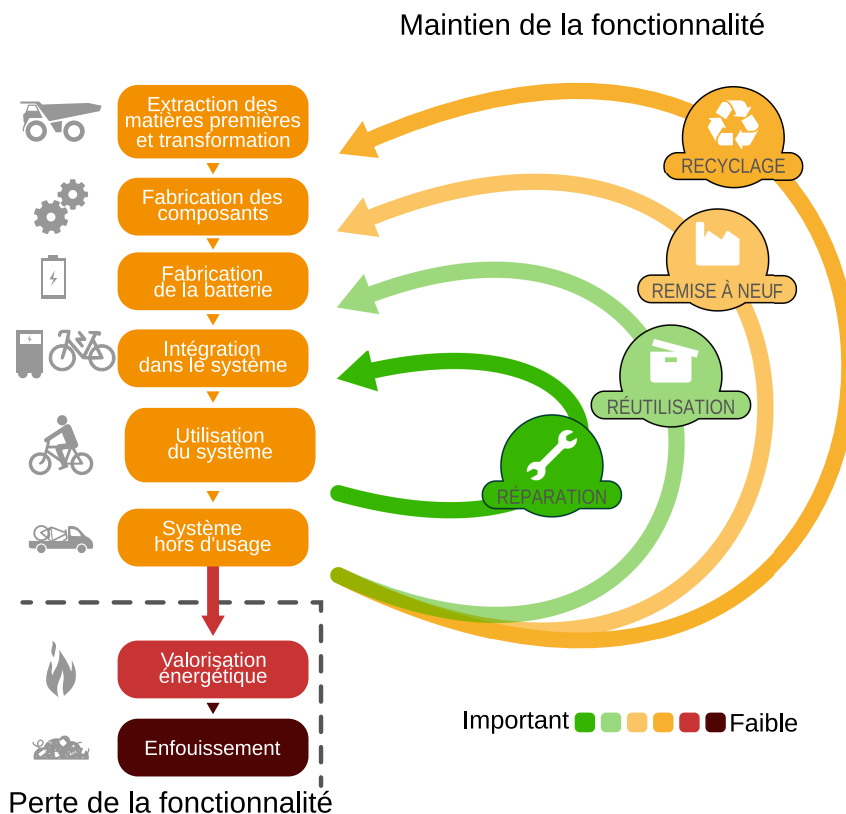


FIGURE 1.20 – Principe de l'économie circulaire. Adapté de [Grimaud 2019].

L'économie circulaire repose sur l'idée que plus la boucle est courte, plus le procédé utilisé est efficace. La maintenance et la réparation d'un produit, sont des boucles courtes, qui permettent de préserver l'essentiel de la valeur de ce produit sans engager une somme de travail et d'énergie trop conséquente pour conserver ce produit dans le circuit. Si la réparation n'est plus possible, les matériaux et composants du produit sont réutilisés. En dernier recours, les matériaux et composants du produit sont recyclés ou valorisés énergétiquement. Il convient de souligner que le recyclage ne constitue que la dernière des boucles de réutilisation possibles, toutes les autres lui sont préférées (maintenance, réparation, etc.). Afin d'optimiser

le processus, il s'agit de maximiser le nombre de boucles consécutives ainsi que leurs durées. Le partage permet également d'accroître le temps d'utilisation d'un produit. L'économie circulaire fonctionne donc en cascade. Dans un premier temps, l'objectif est d'allonger la durée de vie d'un produit en l'entretenant correctement et en le réparant si nécessaire. Dans un deuxième temps, ce produit peut être réutilisé et trouver une deuxième vie, sur le marché de l'occasion. Dans un troisième et dernier temps, les matériaux qui composent le produit peuvent être recyclés [Collard 2020].

1.4.2 Une collecte à organiser

À ce jour, le marché de la batterie en fin de vie est principalement constitué de batteries portables. Les piles et batteries portables regroupent l'ensemble des piles et batteries scellées et susceptibles d'être portées à la main [Union Européenne 2006]. Les piles alcalines, les batteries au plomb ou les batteries lithium pour les produits portatifs sont quelques exemples de piles et batteries portables. En France, elles représentent 89 % des volumes de batteries vendues depuis 2009 [ADEME 2021b]. Pour organiser la collecte de ces batteries en fin de vie, les pouvoirs publics ont mis en place des filières de Responsabilité Élargie du Producteur (REP). Ce système permet de faire porter la charge de la fin de vie par l'entreprise qui met le produit sur le marché. En pratique, les producteurs et distributeurs de ces batteries se sont organisés en formant deux éco-organismes ; Corepile et Screlec, devant prendre en charge chaque année les 15 000 tonnes d'éléments en fin de vie répartis dans plus de 60 000 points de collecte en France. Pour ce marché bien établi, le taux de collecte est de 43,5 % autrement dit 56,5 % des batteries portables sont perdues dans la nature.

Face aux volumes de batteries portables, les batteries lithium de véhicules électriques atteignant la fin de vie restent marginales. Au total sur l'ensemble de la période de 2014 à 2020, seulement 3 864 véhicules électriques ou hybrides contre plus de 8,6 millions de véhicules thermiques ont atteint leur fin de vie. Ces véhicules se sont répartis dans les 1680 centres de collecte du territoire français chargés du démontage et du recyclage des véhicules. Ainsi en moyenne, un centre de collecte a récupéré 1 véhicule électrique ou hybride tout les 2 ans et 5 mois sur la période 2014-2020 contre 14 véhicules thermiques par jour. Ces faibles volumes de véhicules électriques s'expliquent par le développement tardif et lent du marché. À titre d'exemple au début des années 2010, seulement 102 véhicules électriques et hybrides furent vendus [Avere 2022]. En 2023, un véhicule neuf sur quatre vendu en France est électrique ou hybride. En dehors de la Chine, de l'Europe et des États-Unis, les ventes de véhicules électriques et hybrides ne représentent que 2 à 3 % des ventes [IEA 2023]. Une croissance est néanmoins attendue dans les marchés majeurs grâce aux progrès dans le domaine des batteries lithium-ion et aux politiques pénalisant l'usage du véhicule thermique.

Les réglementations française et européenne encadrant la fin de vie des véhicules évoluent et interrogent sur la viabilité économique de la filière. Depuis le 1er janvier 2022, une filière à responsabilité élargie des producteurs a été mise en place en France pour les voitures particulières. Désormais, les constructeurs sont responsables de la gestion de leurs véhicules hors d'usage. Ils ont la responsabilité de les récupérer et de les transmettre aux centres de collecte qui se chargeront de démonter et reconditionner les véhicules. La collecte des véhicules peut se faire via un éco-organisme ou par un réseau de centre de collecte associé à la marque du véhicule. Cette réorganisation suscite des débats sur l'impact social et économique de cette réforme [ADEME 2022a, Federec 2023].

Les centres de collecte de véhicules hors d'usage ont la charge de collecter les véhicules électriques et d'en extraire les batteries. Avant 2024, les centres avaient la possibilité de vendre ces dernières à des entreprises travaillant avec des batteries de seconde vie ou à des recycleurs. Les centres se tournaient généralement vers l'option la plus rentable. La mise en place de la responsabilité des producteurs oblige désormais les centres de collecte à suivre les demandes des fabricants de véhicules [Leroy 2023]. Les professionnels du démantèlement des véhicules en fin de vie et les fabricants initient donc des échanges visant à établir cette nouvelle organisation. L'enjeu est de garantir la viabilité économique de l'activité de démantèlement des véhicules afin de préserver les emplois et de permettre les investissements nécessaires face à l'arrivée des premiers véhicules électriques en fin de vie [ADEME 2022a, Federec 2023]. En effet, la possibilité de trouver une viabilité économique dans la collecte des véhicules électriques et hybrides pose question. Au delà des faibles volumes de véhicules et de leurs dispersions géographiques, un certain nombre de verrous réduisent l'intérêt économique de cette collecte.

La sécurité est une première contrainte forte liée à la collecte des véhicules à batteries. Le transport de ces véhicules et leur traitement soulèvent des risques et supposent de mettre en place des procédures et des équipements de sécurité spécifiques. Une intervention sur un véhicule électrique hors d'usage présente un risque électrique pouvant conduire dans le pire des cas à un incendie. Or un incendie de batterie est difficile à éteindre et engendre des pollutions importantes. Dans une revue de la littérature sur le sujet, le Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives a montré que le niveau de sécurité d'une batterie vieillie est généralement modifié, mais peut évoluer vers une moindre réactivité ou au contraire vers une plus forte sensibilité, suivant le type de vieillissement subi. Les auteurs du rapport concluent en indiquant que l'impact du vieillissement sur la sécurité dépend de nombreux facteurs potentiellement contradictoires et n'est pas encore suffisamment explicité par la littérature [CEA 2022]. Face à cette incertitude et à ces risques, les centres de collecte sont donc contraints d'investir dans des habilitations de leurs employés, des systèmes de sécurisation des interventions et des espaces de stockage des véhicules. Les surcoûts associés à ces dispositifs sont un premier élément mettant à mal la viabilité économique de l'activité de collecte des véhicules à batteries.

La complexité du démontage d'une batterie et la diversité de technologies de véhicules électriques sont d'autres défis à relever. La figure 1.21 présente les défis que posent le démontage d'un véhicule électrique et la séparation des différents éléments d'une batterie.

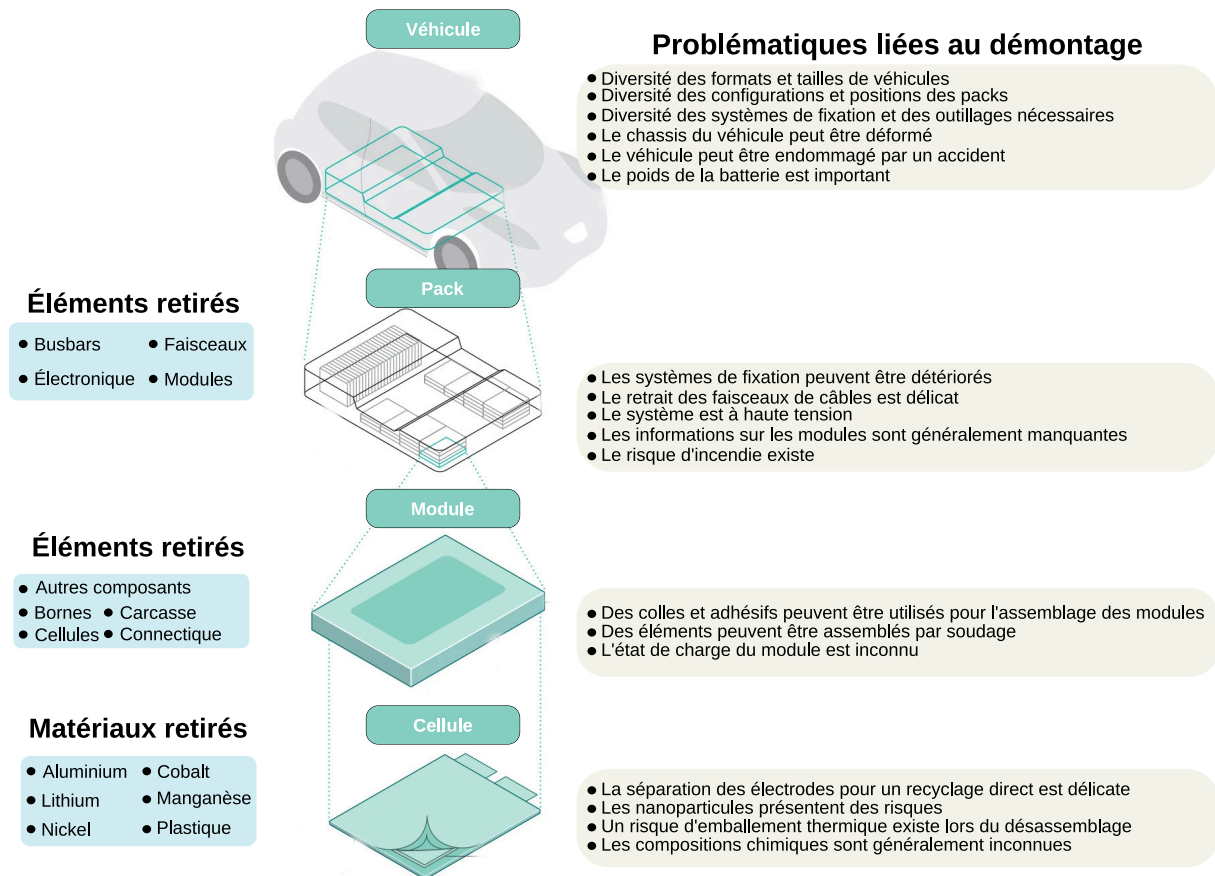
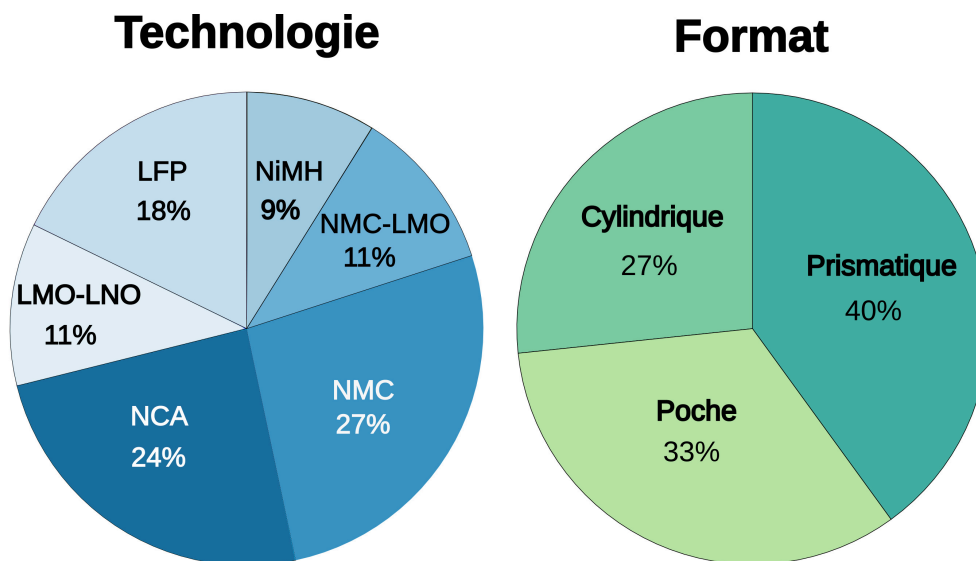


FIGURE 1.21 – Problématiques liées au démontage d'une batterie de véhicule. Adapté de [Harper 2019].

La possibilité de standardiser les approches de démontage des véhicules semble également difficilement envisageable au regard des nombreux modèles de véhicules hors d'usage. La figure 1.22 extraite de l'annexe C met en évidence la diversité des technologies et formats de batterie utilisés dans les véhicules électriques les plus vendus depuis 2012. Ainsi le processus pour assurer le démontage des véhicules de façon à permettre le retrait des batteries n'est pas homogène d'une marque à l'autre et/ou non systématiquement fourni aux recycleurs par les constructeurs.



LFP : Lithium Fer Phosphate **LMO** : Lithium Manganèse Oxide **LNO** : Lithium Nickel Oxide
NCA : Nickel Cobalt Aluminium **NiMH** : Nickel hydrure métallique **NMC** : Nickel Manganèse Cobalt

FIGURE 1.22 – Diversité des technologies et formats des batteries de véhicules électriques les plus vendus depuis 2012.

Trouver un équilibre économique pour la collecte de véhicules dont la composition diffère grandement est donc un défi supplémentaire. Pour un véhicule thermique, les centres de collecte tirent bénéfice de l'activité de dépollution du véhicule et de la revente de pièces telles que les filtres à particules ou les pots catalytiques. Leur absence dans les véhicules électriques nécessite de prêter attention à de nouvelles pièces, notamment les éléments électroniques ou les batteries. Pour ce dernier organe, la valeur économique résiduelle peut être difficile à connaître.

Pour faciliter et standardiser l'évaluation de cette valeur, la réglementation européenne sur les batteries a mis en place plusieurs mesures visant à encadrer les ventes de batteries neuves et en fin de vie pour l'automobile [Union Européenne 2023]. Pour mieux informer les acheteurs, les batteries porteront des étiquettes et des **codes QR** contenant des informations relatives à leur **capacité**, leur performance, leur durabilité, leur composition chimique, ainsi qu'un symbole de "collecte séparée". Un "passport numérique" doit être mis en place pour l'ensemble des batteries sur le marché. Ce document devra mettre à disposition des informations générales sur le modèle de la batterie ainsi que des éléments spécifiques sur ses performances. Pour renseigner ces informations, des tests de **caractérisation** longs et coûteux sont nécessaires. La viabilité économique de la filière est donc très dépendante de la façon dont ses acteurs traiteront ces sujets.

1.4.3 Le traitement des batteries en fin de vie

Après la collecte des batteries de véhicules électriques en fin de vie, le traitement est réalisé. La notion de traitement regroupe l'ensemble des opérations de valorisation et/ou d'élimination du déchet. La hiérarchie de la gestion des déchets présentée sur l'image 1.23 établit un ordre de préférence pour les actions de traitement des déchets [Union Européenne 2008].

Durabilité

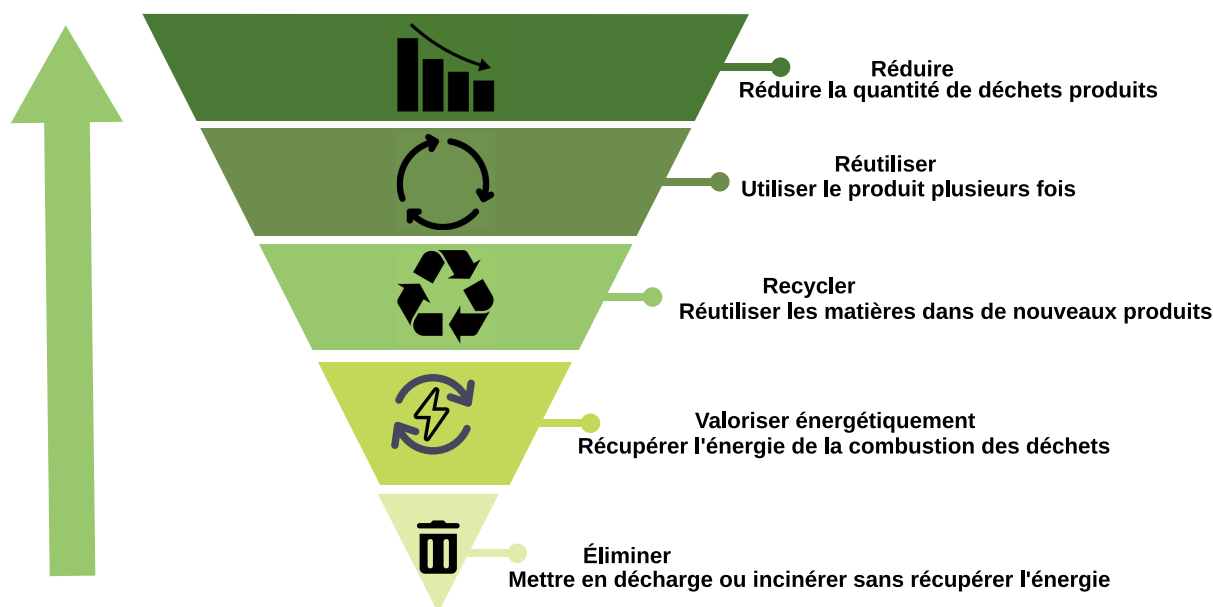


FIGURE 1.23 – Hiérarchie de gestion des déchets.

La prévention est l'action à privilégier pour réduire l'impact environnemental. Elle consiste à concevoir le produit de manière à limiter les déchets qu'il générera en fin de vie. Dans le contexte des batteries, la prévention consiste à écoconcevoir et réduire la quantité de matériaux utilisés dans une batterie, autrement dit à réduire la taille de la batterie. Pour limiter les déchets, d'ici à 2031 la Commission Européenne évalue l'opportunité de supprimer progressivement l'utilisation des batteries portables non rechargeables d'usage général [Union Européenne 2023].

Parmi les actions à éviter, l'élimination du déchet, autrement dit le maintien en décharge des batteries de véhicules électriques est l'option la moins souhaitable pour le traitement de fin de vie. En raison des substances utilisées dans les batteries de véhicules électriques, elles posent des risques pour l'environnement principalement par risque d'incendie mais aussi par contamination du sol et de l'eau. En plus de ses impacts environnementaux, le maintien en décharge des matériaux exclut les possibilités d'économies de ressources et d'énergie tout au long du cycle de vie [Gaustad 2018].

La valorisation énergétique est également peu souhaitable. Elle consiste à récupérer l'énergie de combustion du déchet, celui-ci est alors envisagé comme une source d'énergie. D'un point de vue environnemental, cette méthode de traitement est à éviter autant que possible en raison de l'impact de la combustion. La valorisation énergétique et l'élimination ne représentent pas des stratégies durables car elles ne permettent pas de maintenir les fonctions utiles des déchets.

1.4.4 Les limites du recyclage

La hiérarchie de gestion des déchets présente le recyclage comme une alternative plus durable que ces deux options. Néanmoins, comme l'illustre l'image 1.20, elle ne permet qu'un faible maintien de la fonctionnalité. Sa mise en place pose également des problèmes que ce paragraphe va illustrer.

Le recyclage est défini comme l'opération de valorisation par laquelle les déchets sont retraités en produits, matières ou substances pour une réutilisation dans leur fonction initiale ou à d'autres fins. À ce jour, trois procédés de recyclage des batteries lithium-ion existent : la pyrométallurgie, l'hydrométallurgie et le recyclage direct. Le traitement pyrométallurgique consiste à brûler les composés carbonés dans des fours de pyrolyse. Cette opération permet d'obtenir d'une part des *scories* (aluminium, lithium, manganèse) qui peuvent être utilisées en cimenterie et d'autre part un alliage de fer, de cuivre, de nickel et cobalt qui peut être revendu ou éventuellement subir une opération d'hydrométallurgie pour la séparation de ces éléments [Lv 2018]. Le traitement hydrométallurgique consiste à séparer les métaux contenus dans une matière active en utilisant des acides et des bases chimiques [Lv 2018]. Le recyclage direct consiste lui à démonter la batterie pour en extraire ses composants et les réutiliser dans de nouvelles batteries. Si cette méthode est particulièrement intéressante puisqu'elle permet de maintenir les fonctions des matières recyclées, la possibilité d'industrialiser ce processus reste à démontrer. La figure 1.24 présente une comparaison des méthodes de recyclage.

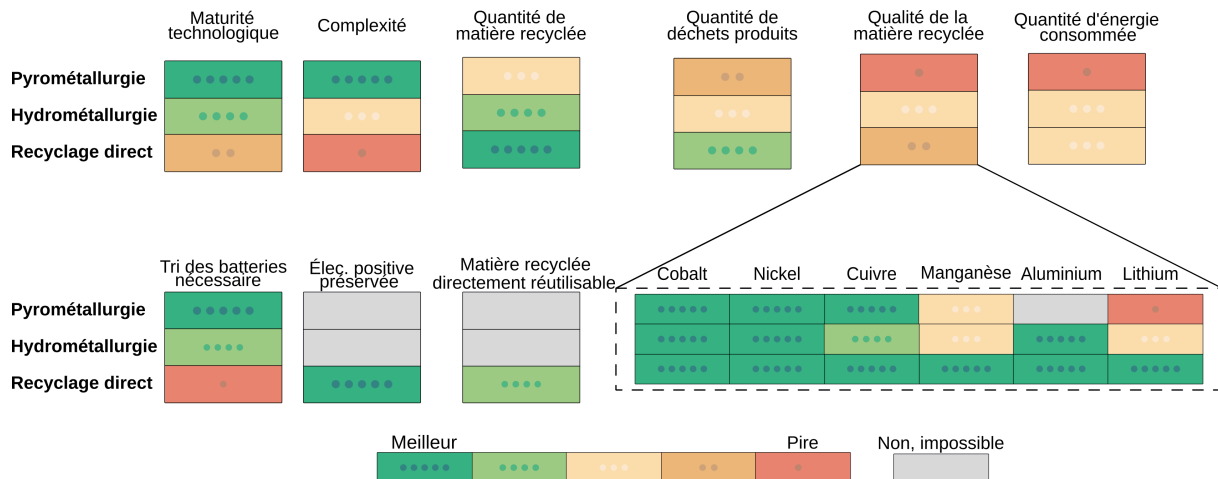


FIGURE 1.24 – Comparaison des méthodes de recyclage de batteries lithium-ion. Adapté de [Harper 2019].

Face aux impacts environnementaux de l'industrie minière et à la concentration des ressources dans certains pays, la mise en place du recyclage est souhaitable puisqu'il offre une alternative intéressante pour la production de matières premières. Néanmoins, le recyclage des batteries se heurte à plusieurs limites d'ordre logistique, économique et technique. L'ensemble des conditions pour garantir le recyclage d'une batterie est à ce jour difficile à remplir. La figure 1.25 synthétise les défis liés à la collecte et au recyclage des matières.

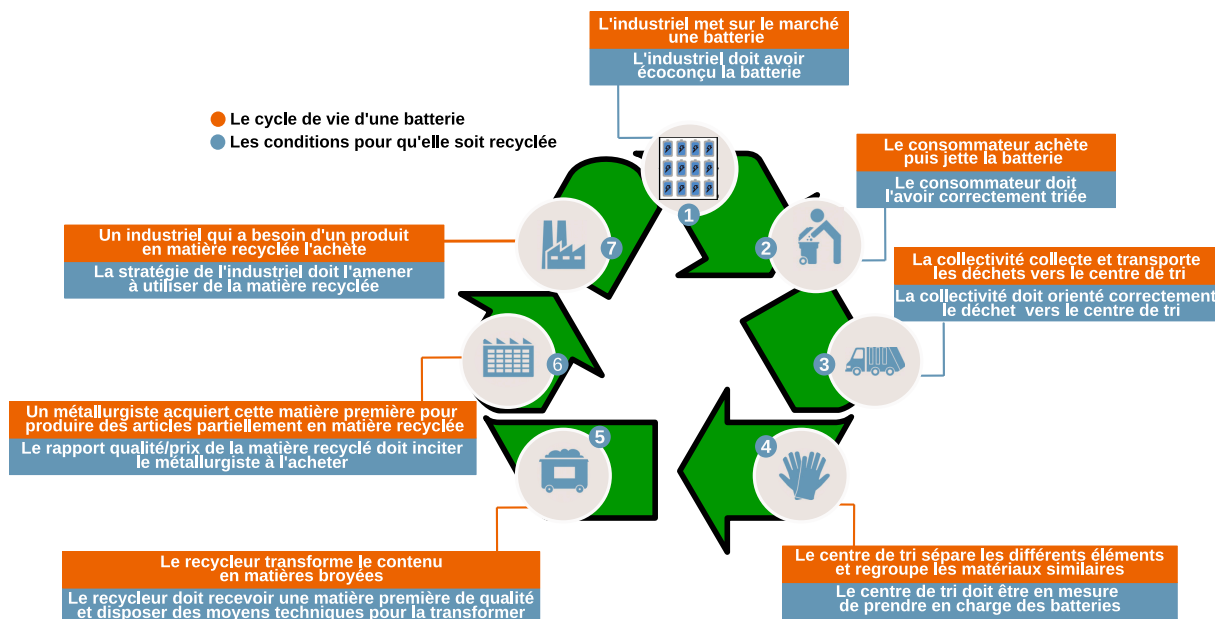


FIGURE 1.25 – Synthèse des défis liés à la collecte et au recyclage des matières. Inspiré de [Raynal 2022].

Ces problématiques sont inhérentes au traitement des déchets par recyclage. Le plastique offre un cas d'école pour les illustrer. Le processus de recyclage de ce matériau est l'un des plus mature et structuré. Pourtant les pertes de matières au cours du processus sont significatives. Bien que la diversité de matériaux nécessaires pour ce produit soit moindre que pour une batterie et que les filières de collectes soient bien en place, les résultats du recyclage des plastiques restent relativement médiocres. En 2013, les 78 millions de tonnes de plastiques produites au cours de l'année ont été fabriquées à 98 % à partir de matières premières vierges. Ces volumes ont été majoritairement perdus dans la nature (32 % des volumes), enfouis (40 %) ou incinérés (14 %). Seuls 14 % des volumes ont été collectés pour le recyclage. Les pertes au cours du processus de recyclage n'ont finalement permis de réutiliser que 2 % de la production initiale sous forme de matière recyclée [MacArthur Foundation 2023].

Dans une revue de la littérature sur le recyclage des batteries lithium-ion, Mohr *et al.* ont indiqué qu'étant donné la diversité de batteries lithium-ion, une méthode unique de recyclage n'est pas envisageable [Mohr 2020]. Afin de profiter des bienfaits du recyclage, les processus doivent être adaptés sur mesure aux différentes technologies de batteries. Dans le cas contraire, les coûts du recyclage pourraient dépasser largement les bénéfices tirés des matières recyclées. Pour une technologie de batteries telle que le lithium fer phosphate, un risque de générer des impacts environnementaux plus importants existe. L'intérêt économique du recyclage pour cette technologie n'est pas avéré [Mohr 2020]. Ces difficultés se traduisent par les coûts facturés par les recycleurs. Ainsi, le recyclage des batteries est principalement profitable grâce aux technologies Nickel-Manganèse-Cobalt (NMC) et Nickel-Cobalt-Aluminium (NCA) en raison de la récupération du cobalt et du nickel. Mais l'intérêt économique du recyclage est fortement dépendant de la technologie et de la **densité énergétique** de la batterie. Le tableau 1.4 présente une estimation du coût facturé par les recycleurs pour prendre en charge les différentes technologies de batteries.

TABLEAU 1.4 – Coût facturé par les recycleurs pour le recyclage des différentes technologies de batteries. Une valeur négative indique que le recycleur reçoit de l'argent pour prendre en charge la batterie. Données de [Argonne 2019].

	LCO	NMC 111	NMC 622	NMC 811	NCA	LMO	LFP
Coût facturée (\$/kg)	2	0.2	0	0	0	-1	-2

La contrainte de viabilité économique est le verrou principal pour mettre en place cette solution. Pour un niveau de qualité équivalent, les matières recyclées sont généralement plus chères que des matières premières neuves. Ce constat permet d'expliquer en partie les faibles taux de recyclage des métaux présentés sur l'image 1.26.

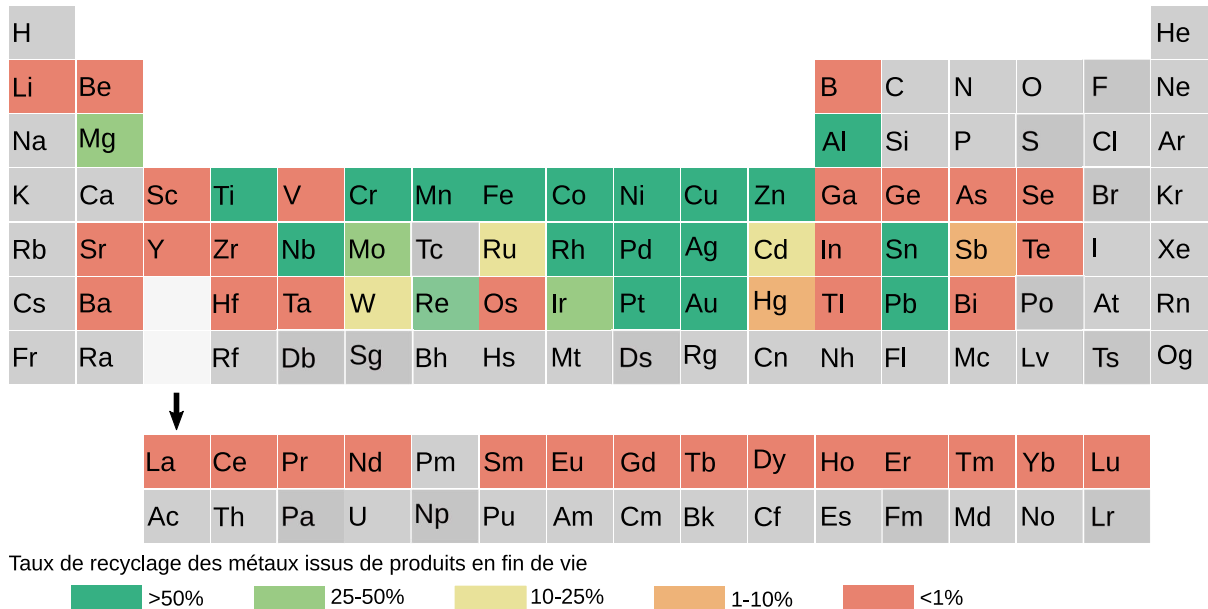


FIGURE 1.26 – Taux de recyclage de 60 métaux issus de produits en fin de vie. Adapté de [Carençotte 2012].

La question de la pureté des matières recyclées fait aussi l'objet de discussion dans la communauté du recyclage des batteries. D'après une revue de la littérature de Nasser *et al.* à ce jour le sujet a été assez peu traité et plusieurs questions de recherche restent ouvertes [Nasser 2021]. Ce sujet est particulièrement complexe. D'abord parce que les données fournies par les fabricants de matières premières vierges pour les batteries sont souvent peu détaillées et la limite de pureté acceptable pour un produit est rarement communiquée. De plus, les impuretés peuvent avoir une influence très différente sur chacune des technologies de batteries. La nature, la forme et la concentration des impuretés ont également leur importance [Zhang 2020a]. Les auteurs concluent en indiquant que la marge de tolérance pour les impuretés est faible étant donné qu'une faible augmentation de leur concentration peut conduire à la destruction de la batterie. Cela constitue donc un défi majeur pour l'industrie de la batterie, que ce soit du point de vue du recyclage ou de la production. Les auteurs indiquent également que bien que la pureté des matières recyclées issues de batteries soit importante, elle est insuffisante pour être réutilisée directement dans de nouvelles batteries. Pour atteindre cet objectif, une étape supplémentaire de traitement est nécessaire, par exemple en mélangeant des matières recyclées et vierges [Nasser 2021].

Le recyclage est un processus intéressant puisqu'il permet de récupérer de la matière issue de produits en fin de vie. Ainsi, cette technique permet de limiter de nouvelles extractions dont les impacts environnementaux ont été présentés. Néanmoins, ce processus présente un certain nombre de limites liées notamment à la consommation énergétique nécessaire à la collecte des déchets sur de vastes territoires, aux processus d'extraction de la matière d'intérêt au sein de composants amalgamés mais aussi à la moindre qualité des matières recyclées comparativement à celles issues de la mine. Ces difficultés d'ordre économique, logistique et technique font du recyclage une solution nécessaire mais de dernier recours. Ces problématiques expliquent sa position dans la hiérarchie de gestion des déchets.

1.4.5 Le réemploi, une pratique à privilégier

D'un point de vue environnemental, le réemploi des batteries est à privilégier par rapport au recyclage, puisque cette stratégie de gestion de la fin de vie permet de prolonger la durée de vie des produits et donc d'augmenter l'efficacité d'utilisation des ressources. Le réemploi peut être défini comme l'opération par laquelle un objet peut être utilisé à nouveau pour sa fonction initiale. Concrètement, le réemploi consiste à donner une seconde vie aux objets. À ce titre, le réemploi questionne la notion de fin de vie d'un objet menant certains auteurs à privilégier le terme fin d'usage lorsque toute ou partie de la valeur ajoutée peut être conservée dans un nouvel usage [Bauer 2018]. Deux stratégies de réemploi sont possibles en fonction du niveau de dégradation du produit : le réemploi et le reconditionnement.

À savoir

Bien que le réemploi soit souhaitable d'un point de vue environnemental, ses bénéfices peuvent être limités. Plusieurs travaux issus des sciences humaines et sociales montrent que le réemploi peut mener à des pratiques d'hyperconsommation [Dalbin 2016, Benoît-Moreau 2017, Juge 2018].

La stratégie de réemploi ou *reuse* en anglais est définie par la Commission Européenne comme : "toute opération par laquelle des produits ou des composants qui ne sont pas des déchets sont réutilisés dans le même but que celui pour lequel ils ont été conçus" [Union Européenne 2008]. Certains auteurs précisent que les performances des produits réemployés doivent être équivalentes à celles des neufs [Gelbmann 2015]. Tandis que pour d'autres, les produits doivent être juste être suffisamment bons pour permettre l'utilisation suivante [Arnette 2014]. Le reconditionnement est une seconde stratégie qui consiste à réparer et réassembler un système. Dans la littérature scientifique, le terme *remanufacturing* est souvent employé. La Commission Européenne précise que ce travail de réhabilitation doit garantir une performance identique ou supérieure à celle d'origine et inclure une garantie équivalente.

Dans la littérature sur le réemploi des batteries, le terme "batterie de seconde de vie" est utilisé indifféremment pour désigner les batteries issues de ces deux stratégies [Albuquerque 2022, Seger 2022a]. Ce terme est néanmoins ambigu puisque deux interprétations sont possibles. Pour quelques auteurs, la seconde vie devrait désigner une batterie dont l'usage a été changé [Canals Casals 2019]. Les batteries de véhicules électriques pourraient par exemple être utilisées dans des applications moins contraignantes du point de vue de la performance et de la densité énergétiques telles que les applications stationnaires. Cette définition sera privilégiée dans ce manuscrit. Bien que cette définition soit en accord avec les réglementations, elle reste largement minoritaire.

Dans la littérature scientifique, la définition communément admise s'appuie sur le niveau de performance. Une batterie est considérée en fin de vie pour l'automobile lorsqu'elle a perdu plus de 20 % de sa capacité à stocker de l'énergie [Chen 2019, Coron 2021]. Toute utilisation au delà de ce seuil est considérée comme de la seconde vie. Récemment, cette définition a été remise en cause par quelques auteurs mettant en avant le fait que ce seuil de performance a été défini en 1996 dans un standard américain de l'USABC [Saxena 2015, Martinez-Laserna 2018a, Arrinda 2021]. À cette époque, l'un des véhicules avec la meilleure autonomie était la General Motors EV1 dont la batterie plomb-acide de 16 kWh permettait dans les meilleures conditions d'atteindre 150 km d'autonomie. Pour la majorité des véhicules, une perte de 20 % d'autonomie se traduisait donc par une réduction substantielle des trajets pouvant être parcourus. Aujourd'hui grâce à l'amélioration de l'autonomie des véhicules électriques, il semble judicieux de réévaluer ce seuil.

Au delà de ce débat sémantique, un certain nombre de questionnement demeurent sur l'intérêt économique et la faisabilité technique du réemploi des batteries [Kamath 2020, Neubauer 2015, Podias 2018, Cusenza 2019, Debnath 2014, Elkind 2014]. Ces verrous existent puisque contrairement au recyclage, une mise en place systématique du réemploi est difficilement envisageable. L'intérêt de cette stratégie est fortement dépendant des législations en place, du niveau de performance du produit considéré ainsi que des procédures de reconditionnement employées. Les produits réemployés ou reconditionnés doivent également correspondre aux besoins d'industriels prêts à accepter les contraintes posées par ce type de produits. En résumé, le développement du réemploi fait principalement face à des verrous de trois types : réglementaires, économiques et techniques [Hua 2021].

Reinhardt *et al.* et Martinez-Laserna *et al.*, respectivement en 2016 et 2018, indiquaient qu'une réglementation cadrant l'usage des batteries de seconde vie manquait pour faciliter le développement de ce nouveau marché [Reinhardt 2016, Martinez-Laserna 2018a]. En Europe, ce verrou semble avoir été levé par la réglementation sur les batteries et la gestion des déchets publiée en juillet 2023 [Union Européenne 2023]. Plus particulièrement, les articles 59 et 60 portent respectivement sur la réutilisation et la fin de vie des batteries. L'article 59 stipule que les utilisateurs de batteries de seconde vie doivent avoir accès aux :

- système de contrôle de la batterie (en anglais *Battery Management System* ou *BMS*),
- composants et conditions de test de la batterie,
- contrôles de qualité et de sécurité respectés par la batterie,
- réglementations produits, environnement et santé respectés par la batterie,
- preuves démontrant que la batterie n'est pas un déchet,
- **état de santé** de la batterie.

L'article 60 enjoint les producteurs de batteries à mettre en évidence les informations liées à la sécurité et au recyclage de celles-ci.

L'intérêt économique de la réutilisation des batteries est autre un point d'attention important. Neubauer *et al.* ainsi que Hossain *et al.* ont identifié la difficulté à définir un modèle économique [Neubauer 2015, Hossain 2019]. L'analyse du marché de la valorisation des batteries a montré que les applications et les entreprises impliquées dans la seconde vie impactent significativement l'intérêt économique de ce marché [Bowler 2014, Idjis 2015]. Depuis 2012, un certain nombre de projets académiques et/ou industriels ont été menés sur les batteries de seconde vie. Ces projets ont permis de mettre à l'épreuve plusieurs types de modèles économiques, en impliquant différents partenaires industriels et en exploitant les batteries dans des usages variés [Martinez-Laserna 2018a]. Le tableau 1.5 présente une sélection de projets industriels portant sur l'usage de batteries de seconde vie.

TABLEAU 1.5 – Exemples de projets utilisant des batteries de seconde vie. Adapté de [Martinez-Laserna 2018a].

Année	Partenaires	Usage	Référence
2012	GM-ABB	Énergie renouvelable	[ABB 2012]
2012	BMW-University of California	Énergie renouvelable	[GTM 2016]
2014	Vattenfall-BMW	Énergie renouvelable	[Vattenfall 2017]
2015	PSA-EDF-Forsee Power	Énergie renouvelable	[EDF 2015]
2015	GM-Nissan	Alimentation de secours	[John 2015]
2016	Daimler-The Mobility House	Énergie renouvelable	[Daimler 2016a]
2016	Nissan-The Mobility House	Lissage des pics de demande	[House 2016]
2020	Groupe Renault-Connected Energy	V2G & Énergie renouvelable	[Renault 2020b]

Comme le tableau l'illustre, les applications stationnaires de stockage d'énergie ont été largement privilégiées dans les projets pilotes ou dans les travaux académiques réalisés jusqu'à ce jour. Le gestionnaire français du réseau de transport d'électricité a toutefois présenté ces solutions de stockage comme insuffisantes pour accueillir les volumes de batteries seconde vie attendus [RTE 2022]. Dans son scénario le plus optimiste, jusqu'à 100 GWh, soit 22 % du volume des batteries françaises en 2050, pourraient être réutilisés dans des applications stationnaires en France. La possibilité de réemployer les batteries dans d'autres usages est donc à explorer. Quelques projets à plus petite échelle ont testé l'utilisation de batteries de seconde vie dans des applications mobiles comme des bateaux électriques ou des véhicules électriques d'autonomie réduite [Haram 2021]. Les conclusions de ces projets pilotes n'ont pas été communiquées. Toutefois, leurs résultats semblent avoir permis de lever certaines incertitudes économiques et techniques sur la réutilisation des batteries puisque de grands groupes comme Daimler ou Renault ont annoncé la mise en place d'usines dédiées à la seconde vie [Daimler 2016b, Renault 2020a].

Dans une analyse de l'état de l'art, Martinez-Laserna *et al.* indiquent également que le coût de la batterie de seconde vie est un enjeu majeur. Ils estimaient en 2018 à 180\$/kWh le prix maximal acceptable par le marché pour une batterie réutilisée [Martinez-Laserna 2018b]. Bien que ce seuil fasse l'objet de débat, la communauté scientifique s'accorde sur le fait que la baisse du prix des batteries neuves risque de remettre en cause l'essor du marché de la seconde vie.

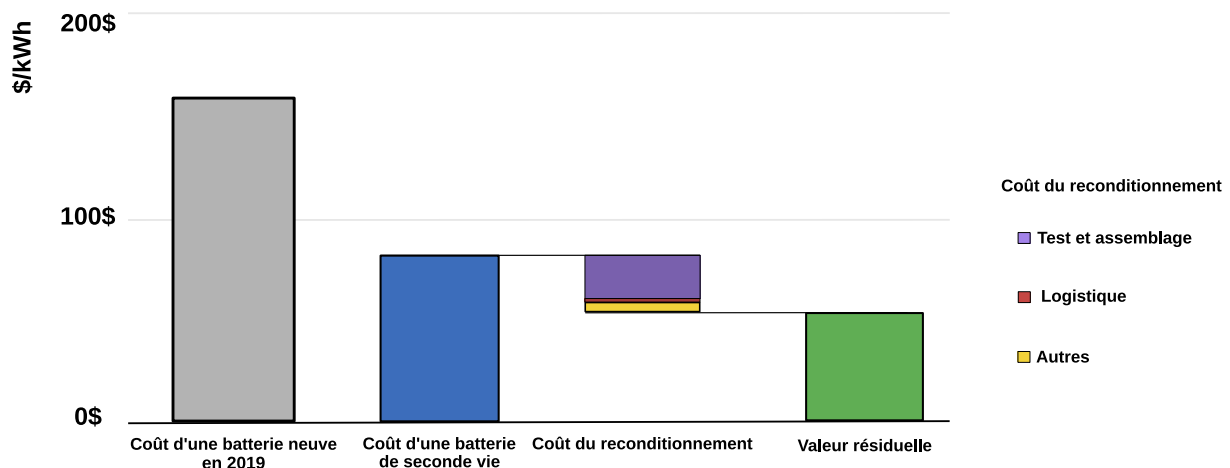


FIGURE 1.27 – Comparaison du coût de batteries neuves et de seconde vie. Adapté de [Cleantechnic 2020].

La figure 1.27 présente l'écart de coût entre une batterie neuve et une batterie de seconde vie. Afin de préserver l'intérêt économique de cette dernière, les étapes de tests et d'assemblage doivent donc être les plus économiques possibles. L'intérêt économique du reconditionnement est ainsi questionné.

En 2022, l'entreprise SNAM Groupe a annoncé l'arrêt de leur activité sur la seconde vie des batteries usagées. Cette entreprise française spécialisée dans le traitement, le recyclage et la fabrication de batteries, ainsi que dans la valorisation des produits issus du recyclage, avait misé sur la stratégie de reconditionnement des batteries. Le groupe explique sa décision en ces termes [Groupe 2022] :

Cette décision est motivée par les conclusions des analyses de marché et des analyses commerciales effectuées au cours des derniers mois. Celles-ci ont très clairement démontré que les facteurs clés de succès consistent à obtenir des volumes très élevés (utilisables pour une seconde vie) de types de batteries limités. A ce stade, il n'y a aucune assurance d'obtenir de tels volumes sur le marché dans les prochaines années.

En outre, Phenix Batteries est confrontée à de graves pénuries d'approvisionnement en composants électroniques, ce qui perturbe actuellement la production de ses modules. Enfin, la baisse des prix des nouveaux modules de batteries exerce une forte pression tarifaire sur les modules rétrofités, ce qui rend les choses encore plus difficiles.

Plusieurs auteurs s'accordent sur le fait que la caractérisation rapide de l'état de santé d'une batterie et l'étude de son vieillissement en seconde vie sont les principaux verrous scientifiques pour le développement de la seconde vie des batteries [Neubauer 2015, Ganesh 2020, Martinez-Laserna 2017, Uotila 2020].

L'estimation rapide de l'état de santé de la batterie est un prérequis pour l'usage en seconde vie. Sur une batterie neuve, l'état de santé n'a pas besoin d'être évalué à la réception. Tandis que sur une batterie qui a été sollicitée dans une première application et que l'on souhaite réutiliser, l'état de santé est méconnu. Afin de préserver l'intérêt économique de cette batterie de seconde vie, la méthode de caractérisation doit être la plus rapide possible et nécessiter le moins de moyens humains et expérimentaux possibles.

L'étude du vieillissement d'une batterie est nécessaire pour l'évaluation de la durée de vie restante. Ce verrou est un enjeu important puisqu'une bonne compréhension de la vitesse de dégradation des batteries de seconde vie peut permettre d'affiner les modèles économiques et d'anticiper leurs éventuelles défaillances. Cette information est donc capitale pour garantir l'intérêt économique sur le long terme de la batterie de seconde vie par rapport à la neuve [Martinez-Laserna 2018a]. Un second enjeu lié au vieillissement est de ralentir la dégradation des batteries autant que possible. Étant donné les coûts prohibitifs du démontage et du réassemblage, les batteries de seconde vie sont généralement réutilisées sans modifications majeures de leur structure. Or, les éléments vieillis constituant une batterie peuvent être particulièrement hétérogènes en termes d'état de santé [Rohr 2017, Fong 2020]. Ces écarts peuvent contraindre l'utilisateur à limiter la sollicitation en fonction des caractéristiques des éléments les moins performants.

Cette partie a permis d'introduire les principales limites pouvant freiner le déploiement du réemploi des batteries. Les chapitres suivants présentent plus en détail les verrous techniques en s'appuyant notamment sur les travaux de recherche déjà réalisés sur ces sujets.

À savoir

Dans certains discours, les limites du réemploi amènent les auteurs à conclure que le recyclage est à favoriser par rapport au réemploi. Cet argument qui consiste à opposer recyclage et réemploi relève du sophisme du faux dilemme puisque l'allongement de la vie d'un produit retarde mais n'empêche aucunement son recyclage.

1.5 Conclusion et positionnement de la thèse

Le chapitre a permis de montrer la nécessité d'une transition vers une mobilité plus soutenable. Les limites du modèle actuel basé sur l'utilisation largement majoritaire de véhicules individuels lourds et nécessitant d'importantes quantités de matières premières ont été présentées. Une transition vers un modèle plus soutenable n'est possible que par la mise en place d'actions de sobriété.

La maîtrise de la taille des batteries a été présentée comme un premier levier clé pour garantir les bénéfices environnementaux de la mobilité électrique. Cette solution présente d'une part l'intérêt de limiter la quantité de matières premières à extraire par des méthodes intrinsèquement non durables et d'autre part de réduire la consommation énergétique du véhicule lors de son utilisation.

Pour permettre le développement de véhicules à autonomie réduite, l'infrastructure et les habitudes de recharge doivent également évoluer vers des modèles plus durables. La mise en place de bornes de charge mobiles et à puissance limitée est un second levier présenté dans ce chapitre. Ce type de solution permet de mutualiser l'accès à une solution de recharge et d'ainsi limiter l'installation de nouvelles bornes de charge. Dans le même temps, la limitation de la puissance délivrée par un chargeur permet d'allonger la durée de vie du chargeur et de la batterie qui est chargée.

Finalement, les principes de l'économie circulaire sont présentés pour gérer la fin de vie des produits tout en préservant au maximum les ressources naturelles. La hiérarchie de gestion des déchets est utilisée comme référence permettant de guider les choix de gestion en fin de vie. Les limites du recyclage sont notamment décrites et le réemploi des batteries est mis en avant comme une solution permettant d'allonger la durée de vie des batteries.

Dans les prochains chapitres, le travail de recherche présenté visera à faciliter le déploiement de stations de recharges mobiles alimentées par des batteries réemployées. Le chapitre 2 portera sur le défi de la sélection des batteries éligibles à une seconde vie. Une méthode rapide et économique de caractérisation des performances pour les batteries en fin de vie sera notamment présentée. Le chapitre 3 évaluera l'évolution des performances de batteries de seconde vie utilisées dans une station de recharge mobile. La durée de vie pouvant être attendue de ces batteries sera estimée dans le chapitre 4 et permettra de valider ou de remettre en cause la pertinence d'une réutilisation dans un chargeur mobile. Finalement, le chapitre 5 présentera un travail de modélisation qui permet d'émuler le comportement des batteries et d'évaluer l'impact des hétérogénéités sur leurs performances. Ce travail devrait permettre d'évaluer les facteurs pouvant raccourcir la durée de vie des batteries et d'identifier un ensemble de bonnes pratiques permettant donc de réduire toujours plus leurs impacts environnementaux.

Aller plus loin

Le chapitre a été rédigé en s'appuyant largement sur les documents suivants :

- Sur la transition vers une mobilité durable [IPCC 2022, Bigo 2020].
- Sur l'impact environnemental du véhicule électrique [EEA 2018]
- Sur l'activité minière [SystExt 2021, SystExt 2023]
- Sur les matières premières pour la transition énergétique [IEA 2021c, Bihouix 2021]

Caractériser des batteries usagées

La caractérisation d'une batterie en fin de vie pour l'automobile est une étape cruciale pour déterminer si une seconde vie est envisageable. Ce chapitre présente une méthodologie de caractérisation complète de la cellule jusqu'au module. Les résultats de ces caractérisations sont ensuite analysés et exploités. Cette exploitation aboutit au développement d'une méthodologie de caractérisation rapide pouvant aider à déterminer si une batterie est éligible ou non à une utilisation en seconde vie.

L'objet des deux premiers paragraphes est de présenter un état de l'art sur la caractérisation des batteries et sur les spécificités liées à une utilisation en seconde vie. Les objectifs qui ont guidé cette étude sont finalement présentés. Dans le paragraphe suivant, les méthodes de caractérisation et les équipements de tests utilisés sont décrits. Les résultats de la caractérisation d'une cellule dans différentes conditions expérimentales sont présentés. Puis, la performance de trois modules issus de véhicules électriques sont caractérisés. Les résultats obtenus sont finalement positionnés par rapport aux travaux existants déjà dans la littérature sur les batteries de seconde vie. Le quatrième paragraphe décrit la méthodologie développée pour la caractérisation rapide de batteries de seconde vie. Finalement, le cinquième paragraphe dresse les conclusions et identifie les perspectives de ce travail.

Contenu

2.1 Apports de la littérature concernant la caractérisation de batteries	42
2.1.1 Caractérisation de la capacité	42
2.1.2 Caractérisation de l'impédance	44
2.1.3 Caractérisation de la tension en circuit ouvert	47
2.1.4 Échelle de la caractérisation et conséquences sur les expérimentations	48
2.2 Spécificités liées au réemploi des batteries	50
2.2.1 Une méthode de caractérisation rapide et économique à définir	50
2.2.2 Des performances et des dispersions à quantifier	51
2.2.3 Objectifs de l'étude proposée	52
2.3 Caractérisation de batteries de seconde vie, de la cellule au module	53
2.3.1 Batteries de seconde vie testées	53
2.3.2 Équipements de test	54
2.3.3 Caractérisation d'une cellule	55
2.3.4 Évaluation de la performance de modules	64
2.3.5 Positionnement par rapport à la littérature	72
2.4 Caractérisation rapide de l'état de santé	74
2.4.1 Influence de la position sur la performance	74
2.4.2 Corrélation entre les grandeurs caractéristiques	79
2.4.3 Procédure de détermination et sélection d'indicateurs rapides	80
2.4.4 Procédure expérimentale de caractérisation rapide	85
2.5 Conclusions et perspectives	87

2.1 Apports de la littérature concernant la caractérisation de batteries

La caractérisation d'une batterie consiste à réaliser des mesures expérimentales pour déterminer le comportement électrique et thermique de la batterie à un état de vieillissement donné et dans des conditions expérimentales spécifiques. Un essai de caractérisation consiste généralement en trois mesures caractéristiques importantes : la **capacité**, l'**impédance** et le comportement à faible courant [Dubarry 2020, Wheeler 2023].

2.1.1 Caractérisation de la capacité

La capacité est la quantité de charge qu'une batterie peut stocker ou délivrer à un régime de courant donné. La méthodologie la plus populaire pour réaliser cette mesure consiste à effectuer une charge à courant constant entre les seuils de tension minimal et maximal de la batterie. Lorsque la tension maximale est atteinte, elle est maintenue en réduisant le courant jusqu'à un certain seuil. Ensuite, la batterie est déchargée à un courant constant. La définition des seuils minimaux et maximaux de tension dépend de la chimie de la batterie et des recommandations du fabricant [Quinard 2019, Mathieu 2021, Brunetaud 2023, Braco 2023].

La capacité mesurée par le fabricant de la batterie est communément appelée capacité nominale Q_{nom} . Les conditions de température et de courant utilisées pour la mesurer peuvent varier en fonction des choix du fabricant. Il n'existe donc pas de définition communément admise pour la capacité nominale. Cette absence de standard a un impact sur la définition de la notion de régime de courant qui, comme le montre l'équation 2.1, s'appuie sur la capacité nominale [Baghdadi 2017].

$$C_{rate} = \frac{I}{Q_{nom}} \quad (2.1)$$

avec

- C_{rate} : le régime de courant (en anglais *current rate*) en 1/heure,
- I : le courant en ampère,
- Q_{nom} : la capacité nominale en ampèreheure.

Le régime de courant permet de quantifier la vitesse à laquelle une batterie est chargée ou déchargée à courant constant. Un régime de courant de +2 C caractérise un courant qui permet de charger complètement une batterie en environ 30 minutes tandis qu'un régime de -C/2 permet de décharger complètement une batterie en environ 2 heures. Cette grandeur présente l'avantage de normaliser la sollicitation d'une batterie. Ainsi, elle facilite la comparaison entre des batteries de tailles différentes [Wheeler 2023]. Une batterie de téléphone portable est par exemple sollicitée à des régimes de courant variant de C/200 à C/2 tandis que celle d'un véhicule hybride peut être sollicitée à des régimes de courant allant jusqu'à 30 C [Redondo-Iglesias 2017].

Dans les études présentant des mesures de capacités, les régimes de courant et le nombre d'itérations des mesures varient significativement selon l'usage visé et les habitudes des équipes de recherche [Tabusse 2021]. La figure 2.1 présente deux variantes d'un test de capacité.

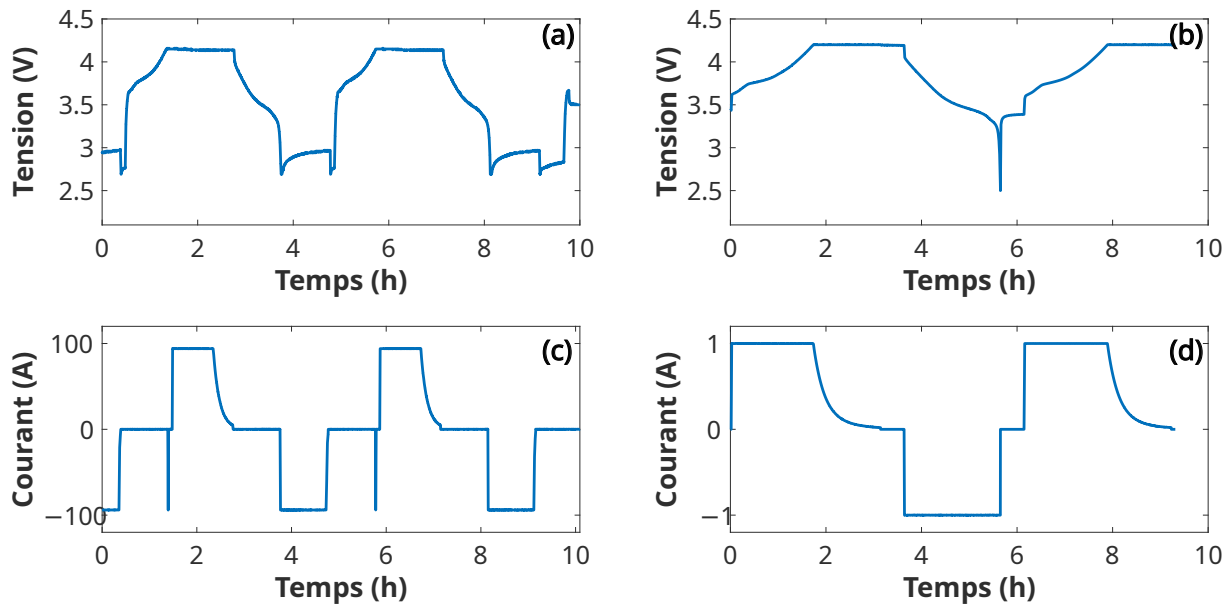


FIGURE 2.1 – Profils de tension et courant dans deux variantes d’un test de mesure de la capacité. (a) et (c) issues de [Hassini 2022], (b) et (d) issues de [Saurabh 2014].

Une fois le test effectué, la capacité peut être calculée en intégrant le courant pendant le test selon l’équation 2.2 [Baghdadi 2017].

$$Q = \frac{1}{3600} \int_{t_{ini}}^{t_{fin}} Idt \quad (2.2)$$

avec :

- Q : la capacité en ampèreheure,
- t_{ini} : le temps au début de la décharge en seconde,
- t_{fin} : le temps à la fin de la décharge en seconde,
- I : le courant en ampère.

En pratique, la capacité est une grandeur relativement peu exploitée sous cette forme. Elle est principalement utilisée pour déterminer l’état de charge et l’état de santé de la batterie. L’état de charge (en anglais *state of charge* ou *SoC*) d’une cellule est communément défini par rapport à la capacité disponible à un instant donné [Mathieu 2020]. Il peut être calculé d’après l’équation 2.3.

$$SoC_{i+1} = SoC_i + \frac{1}{3600C} \int_{t_{ini}}^{t_{fin}} Idt \quad (2.3)$$

avec

- SoC : l’état de charge, sans unité,
- C : la capacité en ampèreheure,
- t : le temps en seconde,
- I : le courant en ampère.

Selon cette définition, l’état de charge est exprimé en ratio entre 0 (complètement déchargé) et 1 (complètement chargé). L’usage exprime souvent l’état de charge en pourcentage entre 0 et 100 %. Le terme $\frac{1}{3600}$ permet d’assurer la cohérence des unités entre t , le temps en seconde et C la capacité en ampèreheure.

L'état de santé (en anglais *state of health* ou *SoH*) en capacité de la batterie est un autre indicateur important qui s'appuie sur la capacité. Il permet de quantifier la dégradation de la capacité par rapport au début de la vie (en anglais *beginning of life* ou *BOL*). L'équation 2.4 décrit une méthode de calcul possible de cet indicateur.

$$SoH_Q = \frac{Q(t)}{Q_{BOL}} \quad (2.4)$$

avec

- SoH_Q : l'état de santé en "capacité", sans unité,
- $Q(t)$: la capacité mesurée à un état de vieillissement donné en ampèreheure,
- Q_{BOL} : la capacité mesurée en début de vie en ampèreheure.

L'analyse de son évolution au cours du temps permet de déterminer le niveau de vieillissement de la batterie. Dans la littérature scientifique, la fin de vie d'une batterie (en anglais *End of Life* ou *EoL*) est communément définie par rapport à cet indicateur. Pour un usage dans l'automobile, un état de santé en capacité de 80 % est régulièrement utilisé comme seuil de fin de vie. Dans les études de vieillissement, l'évolution de ce paramètre au cours du temps et en fonction des conditions de vieillissement est généralement suivi [Mingant 2021, Redondo-Iglesias 2016]. Il est également utilisé pour estimer la durée de vie restante (en anglais *Rest of Useful Life* ou *RUL*) avant d'atteindre le seuil de fin de vie [Eddahech 2012, Basia 2021, Ge 2021].

Bien que la fin de vie d'une batterie soit communément définie par rapport à l'état de santé, l'utilisation d'un critère de fin de vie basé sur l'énergie disponible peut également être pertinente [Haber 2023]. L'énergie disponible dans une batterie se mesure au cours d'un test identique à celui utilisé pour la mesure de capacité. Cette grandeur est donc également sensible aux conditions expérimentales choisies. L'équation 2.5 présente une définition de l'énergie disponible.

$$E(t) = \int U(t) * I(t) dt \quad (2.5)$$

avec

- $E(t)$: l'énergie disponible dans la cellule en wattheure,
- $U(t)$: la tension en volt,
- I : le courant en ampère.

2.1.2 Caractérisation de l'impédance

L'impédance est un indicateur qui peut être utilisé pour déterminer la **puissance** délivrable par une batterie mais aussi pour déterminer les phénomènes physiques ayant lieu au sein de la batterie. Lorsqu'une cellule est soumise à une sollicitation, divers effets physiques se produisent et entraînent une évolution dynamique de la tension [Mergo Mbeya 2021, Quelin 2022]. L'évaluation de l'impédance au cours du temps peut être utilisée pour identifier les principaux mécanismes de vieillissement de la batterie [Vendrame 2022, Rabab 2023]. La figure 2.2 présente et classe les différents phénomènes physiques ayant lieu au sein d'une batterie en fonction de leur dynamique.

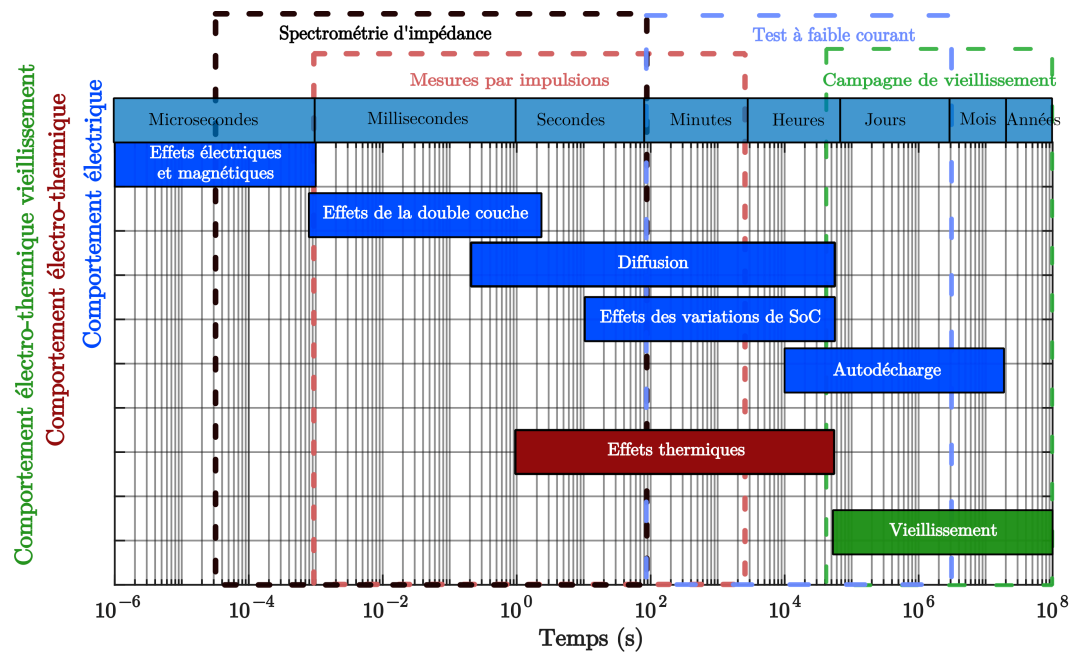


FIGURE 2.2 – Dynamiques des phénomènes physiques dans une batterie et techniques de caractérisation associées. Inspiré de [Mathieu 2020].

Les phénomènes électrochimiques ont des dynamiques allant de la microseconde à l'heure, les phénomènes thermiques de quelques minutes à quelques heures et les effets des phénomènes de vieillissement apparaissent après plusieurs jours [Jossen 2006]. Deux approches sont communément utilisées pour caractériser les impédances liées à l'apparition de ces phénomènes : l'approche temporelle et l'approche fréquentielle. La figure 2.3 illustre ces méthodes.

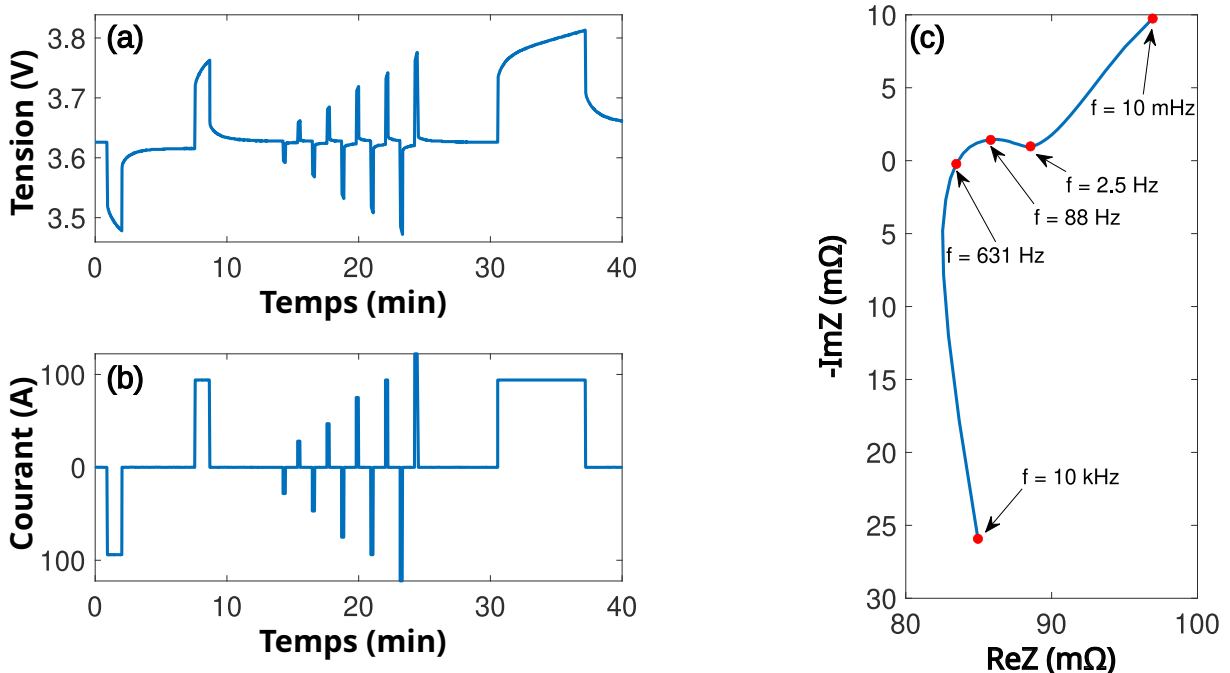


FIGURE 2.3 – Évolution de la tension (a) et du courant (b) lors d'un test d'impédance par l'approche temporelle et mesure de l'impédance par l'approche fréquentielle (c).

La mesure temporelle de l'impédance consiste à appliquer une impulsion de courant d'intensité ΔI à une batterie dont l'état de charge et la température sont maîtrisés. La durée Δt écoulée depuis le début de l'impulsion ainsi que la variation de tension de la batterie par rapport à son état initial ΔU sont également mesurées. Cette approche est particulièrement utile pour une étude quantitative de l'impédance de la batterie à différentes conditions expérimentales [Piłatowicz 2015, German 2019, Vendrame 2022]. Toutefois, elle permet difficilement de distinguer qualitativement les différentes contributions des phénomènes physiques. La notion de résistance équivalente est donc communément utilisée [Redondo-Iglesias 2017, Quelin 2022]. Cette résistance regroupe l'ensemble des contributions. Elle peut être calculée selon l'équation 2.6.

$$R_{eq}(\Delta t) = \frac{\Delta U}{\Delta I} \quad (2.6)$$

avec :

- $R_{eq}(\Delta t)$: la résistance en ohm,
- ΔU : la variation de tension au cours de l'impulsion en volt,
- ΔI : la variation de courant au cours de l'impulsion en ampère.

L'indicateur de résistance équivalente est communément utilisé pour déterminer l'état de santé en résistance de la batterie. Cet indicateur permet de quantifier la dégradation de la résistance par rapport au début de la vie. L'équation 2.7 présente une méthode de calcul permettant de le déterminer.

$$SoH_R = 100 * \frac{R(t)}{R_{BOL}} \quad (2.7)$$

avec

- SoH_R : l'état de santé en "impédance" en %,
- $R_{eq}(t)$: l'impédance mesurée à un état de vieillissement donné en ohm,
- R_{BOL} : l'impédance mesurée en début de vie en ohm.

Bien que la fin de vie d'une batterie soit communément définie par rapport à cet état de santé, l'utilisation d'un critère de fin de vie basé sur la puissance délivrable peut également être pertinente [Haber 2023]. La puissance délivrable par une batterie se mesure au cours d'un test identique à celui utilisé pour la mesure de capacité. Cette grandeur est donc également sensible aux conditions expérimentales choisies. L'équation 2.8 présente une définition de la puissance délivrable.

$$P = \frac{(OCV + \Delta U)^2}{R} \quad (2.8)$$

avec

- P : la puissance délivrable par la batterie en watt,
- OCV : la tension de la batterie au repos en volt,
- ΔU : la variation de tension en volt,
- R : l'impédance de la batterie en ohm.

L'approche fréquentielle est une méthode de mesure qui s'appuie sur la spectrométrie d'impédance électrochimique, une technique qui permet de déterminer l'impédance à différentes fréquences. La couverture d'une large gamme de fréquences permet de caractériser les différents phénomènes physiques qui se produisent dans une batterie. Comme l'illustre la figure 2.4, cette méthode est particulièrement adaptée pour séparer les différentes contributions à l'impédance des phénomènes physiques ayant lieu dans la batterie.

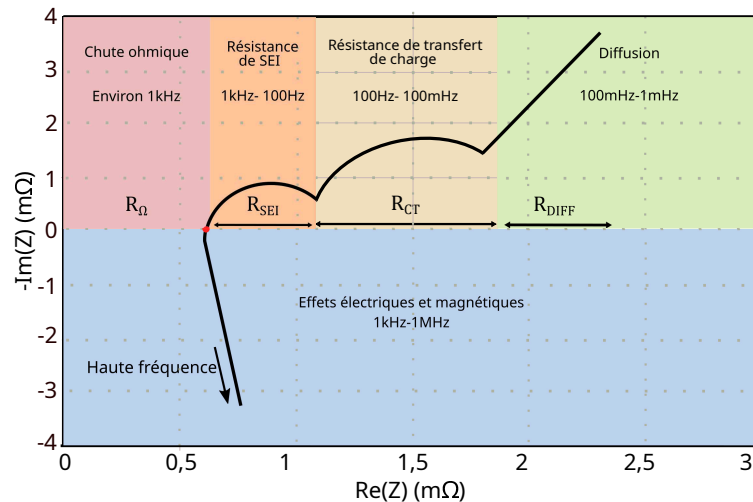


FIGURE 2.4 – Différents phénomènes physiques illustrés grâce à une mesure fréquentielle de l'impédance.

2.1.3 Caractérisation de la tension en circuit ouvert

Les tests de caractérisation de la tension en circuit ouvert sont utilisés pour caractériser le comportement d'une batterie lorsqu'elle n'est pas sollicitée par un courant. Ils permettent d'estimer la tension d'une batterie au repos en fonction de l'état de charge et d'effectuer des analyses différentielles telles que l'analyse de capacité incrémentielle ou l'analyse de tension différentielle. La mesure se fait à l'aide d'un courant à faible régime ou par une vague d'impulsions de courant suivies de repos (en anglais *Galvanostatic Intermittent Titration Technique* ou *GITT*) [Zheng 2016, Juston 2023]. Cette dernière technique consiste à répéter des charges ou des décharges partielles pour faire varier l'état de charge. Les charges ou décharges sont ensuite suivies d'une période de repos de quelques heures et d'une mesure de tension. L'autre technique consiste à utiliser un faible courant de charge ou de décharge. Elle est appelée tension en pseudo-circuit ouvert (en anglais *pseudo open-circuit voltage* ou *pseudo-OCV*), puisque la batterie n'est pas au repos. La figure 2.5 présente ces deux approches.

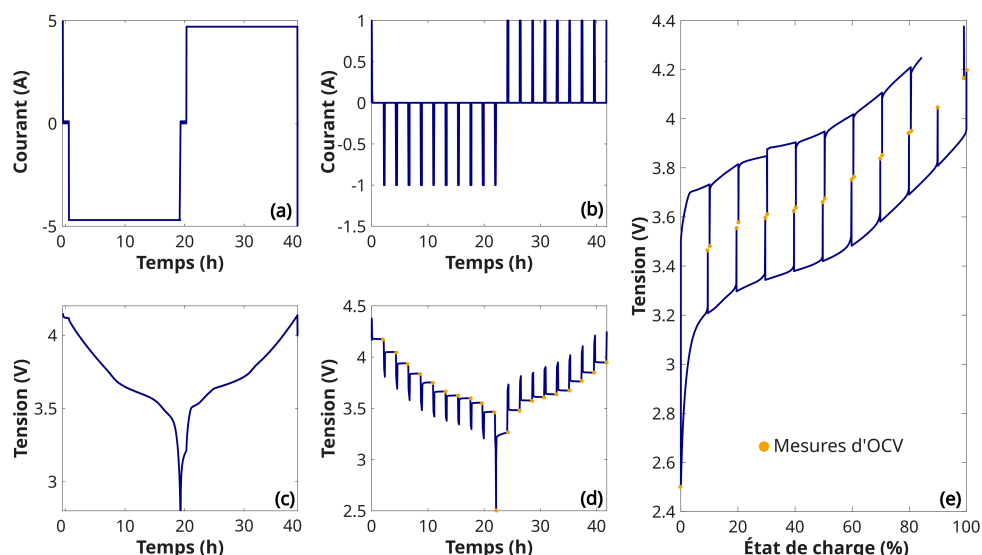


FIGURE 2.5 – Évolutions du courant et de la tension au cours d'une mesure de la tension en circuit ouvert grâce à un test à faible courant (a et c) et un test par impulsions de courant (b et d). La figure (e) présente les mesures de la tension en circuit ouvert pour un test par impulsions de courant.

L'analyse des essais à faible courant est particulièrement utile pour déterminer les mécanismes de dégradation d'une batterie. L'analyse de capacité incrémentale (en anglais *incremental capacity analysis* ou *ICA*) et l'analyse de tension différentielle (en anglais *differential voltage analysis* ou *DVA*) sont deux techniques non invasives bien adaptées pour le diagnostic des batteries. La courbe ICA se réfère à la tension de la cellule, tandis que la courbe DVA se réfère à la capacité de la cellule. Ces méthodes sont basées sur la transformation des plateaux de tension des courbes de charge et de décharge en extremums locaux clairement identifiables. Les maximums locaux aussi appelés pics d'une courbe ICA représentent des équilibres de phase, tandis que ceux de la courbe DVA représentent des transitions de phase. L'intensité et la position des pics peuvent être interprétées comme des signatures de processus électrochimiques spécifiques se déroulant dans la batterie. Le vieillissement peut alors être surveillé en suivant l'évolution des valeurs, de la forme et de la position des pics. Ces outils d'analyse ont gagné en intérêt pour plusieurs raisons telles que la détection des modes de dégradation [Xiong 2020a, Albuquerque 2022], les diagnostics embarqués [Riviere 2015] ou l'investigation post-mortem [Coron 2021, Guo 2022].

Néanmoins, ce type de test requiert des méthodes d'analyse avancées pour tirer profit des résultats expérimentaux. Étant donné que les points caractéristiques d'une courbe de charge/décharge à faible courant sont particulièrement sensibles au bruit de mesure, des méthodes de filtrage ou d'ajustement des données sont généralement utilisées.

2.1.4 Échelle de la caractérisation et conséquences sur les expérimentations

L'énergie stockée dans une cellule étant limitée, un assemblage de plusieurs éléments est nécessaire pour les applications de mobilité. La figure 2.6 présente les trois échelles d'études possibles pour les batteries ainsi que les différents formats de cellules communément rencontrés dans les véhicules électriques.

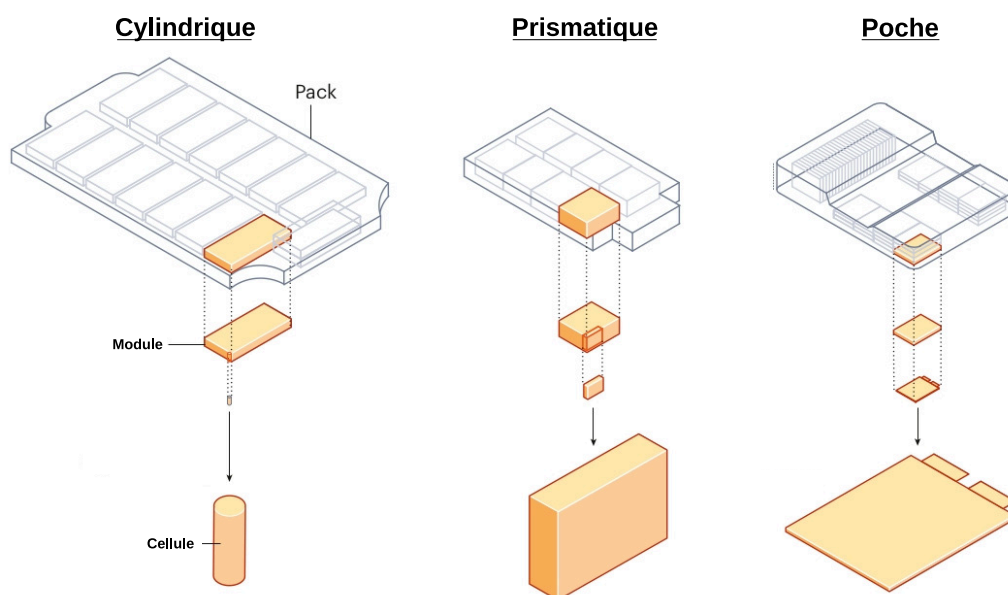


FIGURE 2.6 – Différentes échelles d'études possibles pour les batteries ainsi que les différents formats de cellules communément rencontrés. Adapté et traduit de [Castelvecchi 2021].

Dans un véhicule électrique, les besoins en énergie et puissance nécessitent d'utiliser un assemblage d'éléments communément appelé **pack**. Le pack est un ensemble de plusieurs modules connectés en série et/ou en parallèle. Les modules sont eux mêmes des assemblages de plusieurs cellules. La technologie, le format et la quantité de cellules peuvent varier significativement entre différents modèles de véhicules. La diversité de batteries existant sur le marché du véhicule électrique est illustrée dans l'annexe C.

Les constructeurs automobiles privilégient généralement une connexion en série de plusieurs dizaines de cellules. Ce type d'assemblage permet d'additionner les tensions et ainsi d'augmenter l'énergie disponible dans le véhicule. Une connexion en série des éléments peut toutefois poser problème en cas de défaillance d'un composant. Dans un montage en série, la performance de l'assemblage est limitée par l'élément le plus faible. Étant donné les conséquences économiques et environnementales néfastes que peut engendrer la fin de vie d'une batterie causée par un seul élément dégradé, l'assemblage en parallèle de plusieurs branches de cellules en série est possible [Maures 2021]. Ce type de montage permet également d'augmenter le courant disponible. Pour désigner les assemblages de cellules, une notation de la forme $xPyS$ est communément utilisée. Le nombre de branches en parallèle est indiqué par l'entier x tandis que l'entier y désigne le nombre d'éléments en série [Riviere 2016].

En laboratoire, les essais sur les batteries sont rarement réalisés à l'échelle de l'assemblage. Les électrochimistes caractérisent plutôt la batterie à l'échelle de l'électrode ou de la cellule afin de déterminer les propriétés des matériaux et leur évolution dans le temps [Coron 2021]. Leur expertise est nécessaire pour comprendre le comportement électrochimique de la batterie [Dufour 2019, Rabette 2022]. Tandis que les expérimentateurs ayant une approche d'ingénieurs électriciens caractérisent généralement la batterie à l'échelle de la cellule ou parfois du module pour déterminer les propriétés du système et leur évolution dans le temps. Leur expertise, ainsi que celle des ingénieurs en mécanique et en électronique, est nécessaire pour garantir une utilisation durable, sûre et optimale de la batterie au sein d'un système [Lièvre 2015, Riviere 2016, Kuntz 2020]. Les essais à l'échelle de la cellule sont particulièrement appréciés des expérimentateurs en raison des libertés qu'offrent ces essais. L'étude de différentes conditions expérimentales ou l'évaluation de l'impact du montage de la cellule sont quelques exemples d'essais qui peuvent être réalisés plus simplement sur une cellule seule [Maures 2021, Peschoux 2023]. La répétition des essais sur différentes cellules testées dans les mêmes conditions expérimentales permet également de garantir la répétabilité des essais menés [Grolleau 2013, Ben-Marzouk 2016]. Cette approche a toutefois une limite liée à la représentativité des résultats. La reproduction des contraintes mécaniques et thermiques exercées dans un assemblage est difficilement reproductible dans un essai sur une seule cellule.

Cette limite peut motiver le fait de réaliser des expérimentations à l'échelle du module ou du pack. Ce type de test présente toutefois des contraintes techniques ainsi que des coûts économiques et environnementaux qui peuvent interroger sur la valeur ajoutée de telles expérimentations. La dispersion des caractéristiques des cellules assemblées est une première contrainte importante [Maures 2021]. Les déséquilibres sont d'abord causés par les compositions en matière des cellules. Malgré le soin porté par les fabricants de batteries, il est physiquement impossible de garantir une homogénéité parfaite entre les compositions en matière de différentes cellules. Ces déséquilibres sont exacerbés par les variations de contraintes thermiques et mécaniques pouvant avoir lieu au sein d'un assemblage intégré dans un système [Shili 2016, Beck 2021]. Pour limiter l'impact de ces dispersions, l'utilisation de la fonction d'équilibrage d'un système de gestion de la batterie (en anglais *battery management system* ou *BMS*) est nécessaire. Cette fonction permet d'homogénéiser les niveaux de tension et d'état de charge des cellules d'un assemblage. Généralement, l'équilibrage est réalisé en dissipant sous forme de chaleur le surplus d'énergie des éléments les plus performants [Shili 2016, Maures 2021]. Une expérimentation à l'échelle d'un assemblage nécessite donc de mettre en place un système de gestion de la batterie.

Au delà de cette contrainte technique, l'expérimentation sur un assemblage génère d'importants surcoûts. La caractérisation d'un module ou d'un pack nécessite l'utilisation d'équipements expérimentaux permettant de fournir un courant de plusieurs dizaines d'ampères à des tensions de l'ordre de la dizaine ou la centaine de volts. Le coût d'achat d'un tel équipement est de plusieurs centaines de milliers d'euros [Bitrode 2024]. Une estimation de l'ordre de grandeur des émissions de gaz à effet de serre associé à cet achat peut être faite avec l'outil web open source GES 1point5 [Mariette 2022]. Un équipement de test de batterie capable de fournir 180 kW coûte environ 200 000 €. L'impact environnemental de sa production peut donc être estimé à $56 t \pm 28 t$ de CO₂e. Le rendement d'un tel équipement est généralement de

l'ordre de 90 %. Pour estimer l'ordre de grandeur de la consommation électrique de ce type d'équipement, l'hypothèse que seules les pertes sont consommées est faite. La consommation électrique est estimée à 216 kWh/jour en considérant que cet équipement consomme 90 kW pendant 12 heures par jour et que sa puissance en décharge est réinjectée sur le réseau. Sur une année comportant 300 jours d'expérimentations, la consommation électrique peut être estimée à 65 MWh/an. En France et en considérant un coût de 0,21 € et 64 g de CO₂e par kWh, l'ordre de grandeur des coûts associés à cette consommation électrique est de 13 650 € et 4,2 t de CO₂ émis.

2.2 Spécificités liées au réemploi des batteries

La caractérisation des batteries en fin de vie pour l'automobile est une étape incontournable pour déterminer leurs valeurs résiduelles. Elle est un enjeu de recherche pour deux raisons. D'une part, la nécessité de développer une méthodologie permettant d'évaluer rapidement et à un moindre coût la performance de batteries est cruciale pour permettre le développement de ce marché. D'autre part, la définition la plus commune de la fin de vie d'une batterie s'appuie sur un seuil fixe et théorique de niveau de performance. Les expérimentations sur des batteries issues de véhicules électriques peuvent permettre d'affiner cette définition qui impacte un grand nombre d'études portant sur l'impact environnemental et le coût des batteries.

2.2.1 Une méthode de caractérisation rapide et économique à définir

Un premier point d'attention vient du fait que le réemploi entraîne un changement de paradigme dans l'organisation du marché des batteries : le passage d'une économie de stock à une économie de flux. Lorsque des batteries neuves sont utilisées, la conception d'un produit consiste à établir un cahier des charges du système puis à déterminer les spécifications et les quantités de batteries requises pour alimenter le système. Dans ce schéma, le principal facteur limitant est le niveau des stocks de matières premières accessibles à un coût énergétique économiquement viable.

Par contre lorsqu'une entreprise souhaite réemployer des batteries, les concepteurs du système doivent s'adapter aux flux de véhicules en fin de vie disponibles à un moment donné et dans une zone géographique donnée. Ce sont les performances de la batterie en fin de première vie qui contraindront le choix de son éventuelle réutilisation. Le dimensionnement du système devra également prendre en considération la performance réduite des batteries. Une caractérisation de la performance des batteries en fin de vie automobile est donc nécessaire. Cette caractérisation a pour but de déterminer le niveau de performance de la batterie pour déterminer d'une part si une seconde vie est possible et d'autre part dans quel usage elle peut être réutilisée.

Le coût de la caractérisation est un point d'attention important puisque sur le marché du stockage de l'énergie, les batteries lithium-ion usagées sont en concurrence avec les batteries neuves au lithium et au plomb. Afin de préserver l'intérêt économique du réemploi, la méthode de caractérisation utilisée pour évaluer le niveau de performance d'une batterie en fin de vie automobile doit donc être rapide et économique. La définition de méthodes de caractérisation économiques en termes de temps, moyens humains et expérimentaux fait l'objet d'importants travaux de recherche depuis de nombreuses années. Le tableau 2.1 présente quelques études de la littérature portant sur la caractérisation rapide de performances de cellules de seconde vie. Étant donné l'abondance de travaux sur ce sujet, ce tableau présente uniquement les publications incluant des mesures expérimentales sur des batteries ayant connu une première vie en usage en dehors d'un laboratoire.

TABLEAU 2.1 – Principales études expérimentales portant sur la caractérisation rapide de performances de cellules de seconde vie.

Référence	Nombre /schelle	Batterie			Ière vie			Indicateur rapide	
		Chimie	Format	Q_{nom}	Usage	Durée	Test	Caractéristique de performance	Indicateur de qualité
[Abdel-Monem 2017]	35 modules	LFP /C	18650	1,35	Véhicule électrique	5 ans	R-T25- $EIS_{SoC75,30,25}$ %	Impédance pour un signal AC 5 mV	max AE <4.1 %
[Braco 2022, Braco 2023]	3 packs	LNO+LMO /C	Poche	66	Véhicule électrique	?	Q-T?- $CC_{iC}CV_{i<C}/20$	Charge partielles	RMSE=2.1 %
[Braco 2022, Braco 2023]	3 packs	LNO+LMO /C	Poche	66	Véhicule électrique	?	R-T25- $EIS_{7-} - Rde_{30} \%,_{10s}$	Suivi des résistances	RMSE<2 %
[Coron 2021]	9 modules	NMC+LMO /C	Prismatique	50	Véhicule électrique	?	Q-T?- CC_{i2}	Suivi des pics ICA	?
[Huang 2022]	1 cellule	NCA /C	21700	5	?	?	Q-T25- $CC_{i2}CV_{i<C}/25$	Suivi des pics ICA	$R^2>0.98$
[Huang 2022]	1 module	LFP /C	26650	40	?	?	Q-T25- $CC_{i2}CV_{i<C}/30$	Suivi des pics ICA	$R^2>0.99$
[Jiang 2018]	6 cellules	LFP /C	Prismatique	60	Véhicule électrique	3 ans	L-T25- CC_{i10}	Suivi des pics ICA	RMSE=3 %
[Li 2020b]	20 modules	LFP /C	?	60	Véhicule électrique	?	Q-T25- CC_{i3}	Tension au repos après 1h	$R^2>0.92$
[Liu 2022]	2 cellules	NCA /C	21700	4,8	?	?	L-T25- CC_{i25}	Suivi des pics ICA	RMSE<1.4 %
[Luo 2021]	1 cellule	LFP /C	Cylindrique	15,5	Véhicule électrique	?	R-T25- $EIS_{SoC90-10}$ %	Paramètre Q2	max. AE<2 %
[Quinard 2019]	48 modules	LMO-LNO /C	Poche	32,5	Véhicule électrique	?	Q-T25- $CC_{iC}CV_{i<C}/20$	Cinétique CV	$R^2=0.42$
[Quinard 2019]	48 modules	LMO-LNO /C	Poche	32,5	Véhicule électrique	?	Q-T25- CC_{i3}	Suivi des pics ICA	$R^2=0.6$
[Quinard 2019]	48 cellules	LMO-LNO /C	Poche	32,5	Véhicule électrique	?	Q-T25- CC_{iC}	Charge partielle	$R^2=0.69$
[Ramirez-Meyers 2023]	16 modules	LFP /C	26650	2,5	Bus électrique	10 ans	R-T25- $EIS_{SoC0,100}$ %	R_{80H_2}	$R^2=0.906$
[Ramirez-Meyers 2023]	16 modules	LFP /C	26650	2,5	Bus électrique	10 ans	R-T25- $EIS_{SoC0,100}$ %	R_{132H_2}	$R^2=0.758$
[She 2021]	3 packs	LFP /C	Prismatique	66	Véhicule électrique	1.5 an	Q-T25- CC_{iC}	Suivi des pics ICA	RMSE=2.04 %
[Sun 2022a]	1 module	LFP /C	26650	40	Véhicule électrique	?	L-T25- CC_{i75}	Suivi des pics ICA	max. AE=2.5 %
[Xiong 2020b]	6 cellules	NMC /C	?	2,4	Véhicule électrique	3 ans	Q-T?- $CC_{i2}CV_{i<C}/20$	Charges partielles	RMSE=1.85
[Xiong 2020b]	2 cellules	LFP /C	?	2,6	Véhicule électrique	3 ans	Q-T?- $CC_{iC}CV_{i<C}/20$	Charges partielles	RMSE<1,85
[Yang 2023]	95 modules	LFP /C	Prismatique	60	Véhicule électrique	3 ans	L-T25- CC_{i10}	Suivi des pics ICA	$\rho=0.75$
[Zhang 2020b]	176 cellules	LFP /C	18650	1,5	Véhicule électrique	2 ans	Q-T?- CC_{i3}	Capacité et énergie régionale	$R^2>0.82$
[Zhang 2021b]	1 pack	LFP /C	Prismatique	200	Bus électrique	2 ans	Q-T?- CC_{i10}	Suivi des pics ICA	$R^2>0.95$
[Zhang 2023]	2 cellules	NCA /C	18650	4,8	Véhicule électrique	?	Q-T25- CC_{i2}	Suivi des pics ICA	$R^2>0.94$
[Zhang 2021a, Zhang 2023]	2 modules	LFP /C	26650	40	Véhicule électrique	13 ans	Q-T25- CC_{i2}	Suivi des pics ICA	$R^2>0.98$
[Zhang 2021a, Zhang 2023]	2 modules	LFP /C	26650	40	Véhicule électrique	13 ans	R-T25- EIS_{SoC0} %	R_s+R_f	$R^2>0.95$
[Zhou 2020]	234 cellules	LFP /C	18650	1,55	Véhicule électrique	?	Q-T25- $CC_{i2}CV_{i<C}/20$	Suivi des pics ICA	$R^2>0.61$

Ce tableau montre que la capacité a fait l'objet d'une attention particulière dans ces études. L'absence de prise en compte de la durée de la mesure ou de la complexité de l'analyse des données ainsi que l'impossibilité de mettre en place la méthodologie proposée sur un assemblage sont quelques exemples de limites fréquentes des études dans la littérature. Les indicateurs de qualité utilisés varient également selon les études. Il est ainsi délicat de comparer les travaux.

2.2.2 Des performances et des dispersions à quantifier

La nécessité d'évaluer le niveau de performance et la dispersion des batteries en fin de vie automobile est un second point d'attention important. Dans la littérature scientifique comme dans de nombreux discours, l'état de santé en capacité de 70 ou 80 % est largement repris comme seuil de fin de vie automobile pour les batteries [Tecchio 2017, Haram 2021, CEA 2022]. Cette vérité construite par l'habitude est peu souvent remise en question bien quelle ne repose sur aucune donnée expérimentale.

L'utilisation de ce seuil fixe et théorique a des conséquences importantes sur les recherches menées. Pour les études de vieillissement sur les batteries, ce seuil est très largement répandu comme critère d'arrêt de la campagne d'essais [Rechkemmer 2020, Tabusse 2023]. L'atteinte de ce seuil est généralement utilisée quelle que soit la technologie de batterie testée ou l'usage étudié [Jaguemont 2015, Kebede 2023, Pelosi 2023]. Les données expérimentales disponibles concernant le vieillissement de batteries peu dégradées sont donc riches. Les modèles utilisés pour la prédiction du vieillissement sont particulièrement performants sur cette gamme de dégradation. Pour des batteries plus fortement dégradées, les estimations de dégradation peuvent être moins précises. Les études sur le coût et l'impact environnemental des batteries utilisent aussi largement cette hypothèse d'un seuil fixe de fin de vie [Schmidt 2019, Marques 2019, Le Varlet 2020]. Cette hypothèse peut donc également avoir d'importantes conséquences sur les calculs d'impact environnementaux et sur les projections de coût des batteries [Mathews 2020, Koroma 2022].

Les expérimentations sur des batteries issues de véhicule électrique peuvent permettre d'affiner la définition du seuil de fin de vie. De telles études peuvent également permettre de mesurer la dispersion des éléments au sein de la batterie. La dispersion relative de performance est communément définie selon l'équation 2.9.

$$k = \frac{\sigma}{\mu} * 100 \quad (2.9)$$

avec

- k : la dispersion relative de performance en %,
- σ : l'écart-type entre les mesures de performances
- μ : la moyenne des mesures de performances

La gestion de la dispersion est un enjeu qui a été identifié par plusieurs auteurs comme pouvant nécessiter une attention particulière au vu de son impact sur la performance des assemblages et sur le vieillissement [Baumhöfer 2014, Schuster 2015, Seger 2022c].

2.2.3 Objectifs de l'étude proposée

L'analyse des enjeux liés à la caractérisation des batteries de seconde vie a permis de dégager plusieurs questions de recherche qui restent ouvertes :

- Quelle méthode de caractérisation rapide peut être mise en place pour sélectionner une batterie de seconde vie ?
- Quel est le niveau de performance d'une batterie après sa fin de vie automobile ?
- Quelle est la dispersion entre les éléments d'une batterie au début de sa seconde vie ?

Ce chapitre vise à faire progresser le niveau de connaissance de la communauté scientifique sur ces questions de recherche. Sur l'enjeu de la caractérisation des batteries usagées, les objectifs de la thèse sont les suivants :

- Évaluer le niveau de performance d'une batterie après sa fin de vie automobile.
- Évaluer la dispersion des différents éléments d'une batterie au début de la seconde vie.
- Proposer une méthode rapide de caractérisation des batteries usagées.




2.3 Caractérisation de batteries de seconde vie, de la cellule au module

Ce paragraphe présente les caractéristiques des batteries testées et des équipements utilisés au cours de ce travail de recherche.

2.3.1 Batteries de seconde vie testées

Pour cette thèse, trois modules de batteries ont été achetés sur le marché de la seconde vie. Les modules sont issus de BMW i3 dans sa version 94 Ah. Le tableau 2.2 présente les caractéristiques de la batterie testée à l'échelle du pack, du module et de la cellule.

TABLEAU 2.2 – Caractéristiques de la batterie testée aux différentes échelles. Données issues de [BMW 2013, PushEV 2018].

	Pack	Module	Cellule
			
Fabricant	BMW	BMW	SAMSUNG SDI
Nombre d'éléments dans le véhicule	1	8	96
Dimensions (mm)	1660 x 964 x 174	410 x 300 x 150	133 x 125 x 45
Masse (kg)	256	28	2,1
Énergie embarquée (Wh)	33 264	4 158	346,5
Densité massique d'énergie (Wh.kg ⁻¹)	116	146	165

Ce véhicule a été produit entre 2016 et 2018. Depuis le début de sa production, seulement 10 véhicules de ce type ont atteint la fin de vie (1 en 2019, 8 en 2018 et 1 en 2017) en France [ADEME 2019a]. La figure 2.7 montre que la date de production est indiquée sur les modules.

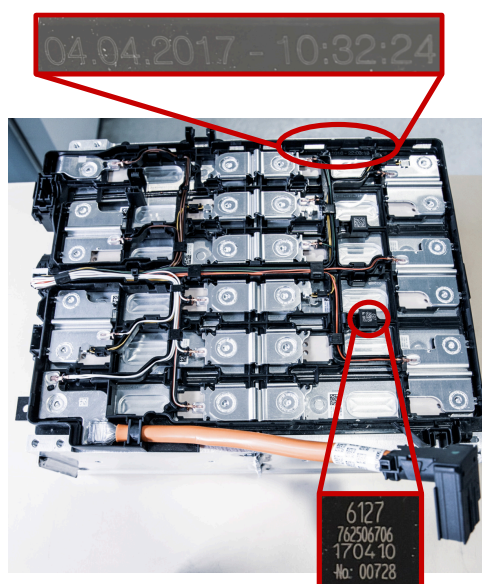


FIGURE 2.7 – Date de production sur le module.

Le tableau 2.3 indique les dates de production et d'achat des modules testés. La durée écoulée entre la date de production et la date d'achat permet d'estimer la durée de la première vie de la batterie. Le module 1 a été utilisé moins de quatre ans dans un véhicule électrique tandis que les modules 2 et 3 ont eu une première vie d'environ cinq ans. En 2023, il n'est pas possible de connaître avec précision l'historique de la batterie. Le temps passé dans un véhicule électrique ne peut qu'être estimé. De plus, le vendeur des batteries a indiqué que les modules 2 et 3 sont issus du même véhicule électrique. La vérification de cette information n'est toutefois pas possible.

TABLEAU 2.3 – Dates de production, d'achat et de caractérisation des modules testés.

	Production	Achat	Caractérisation
Module 1	Avril 2017	Novembre 2020	Mars 2022
Module 2	Juillet 2016	Novembre 2021	Avril 2023
Module 3	Juillet 2016	Novembre 2021	Avril 2023

Les modules testés dans le cadre de ce travail de recherche sont constitués de 12 cellules connectées en série. Les principales caractéristiques des cellules sont résumées dans le tableau 2.4.

TABLEAU 2.4 – Caractéristiques principales de la cellule Samsung SDI 94 Ah. Données issues de [PushEV 2018, Schmid 2019].




Caractéristiques	Valeurs
Format	Prismatique
Capacité nominale [Ah]	94
Résistance nominale [mΩ]	0,75
Matériau à l'électrode positive	NMC111
Matériau à l'électrode négative	Graphite
Tension nominale [V]	3,68
Plage de tension [V]	2,7-4,15
Densité énergétique [Wh/kg]	165
Taille L×l×H [mm]	173×125×45
Masse [kg]	2,1

Cette cellule se distingue par sa taille, sa forte capacité et sa faible résistance. Dans ce travail de recherche, la notion de régime de courant est définie par rapport à la capacité nominale présentée dans ce tableau. Ce choix est critiquable puisqu'en théorie cette notion devrait être adaptée en fonction de la capacité de la cellule à un état de vieillissement. Toutefois, cette étude porte sur des cellules de seconde vie dont la dégradation de capacité est *a priori* inconnue. Ce choix se justifie également par la volonté de limiter la complexité de la mise en place des essais expérimentaux.

2.3.2 Équipements de test



Pour réaliser les tests de caractérisations présentés dans ce chapitre, trois cycleurs ont été utilisés. Leurs caractéristiques sont présentées dans le tableau 2.5.

TABLEAU 2.5 – Caractéristiques des cycleurs.

Cycleurs			
Constructeur-Référence	Bitrode-FTV2-250/20-60	Arbin-LBT22013	Biologic-BCS
Tension	$\Delta U = \pm 1 \text{ mV} \in [0 \text{ V}; 10 \text{ V}]$	$\Delta U = \pm 1 \text{ mV} \in [0 \text{ V}; 10 \text{ V}]$	$\Delta U = \pm 0,3 \text{ mV} \in [0 \text{ V}; 9 \text{ V}]$
Courant	$\Delta I = \pm 100 \text{ mA} \in [-200 \text{ A}; 200 \text{ A}]$	$\Delta I = \pm 80 \text{ mA} \in [50 \text{ A}; 200 \text{ A}]$	$\Delta I = \pm 2,25 \text{ mA} \in [-120 \text{ A}; 120 \text{ A}]$
Température	$\Delta T = \pm 0,5 \text{ C} \in [0 \text{ C}; 200 \text{ C}]$	$\Delta T = \pm 0,1 \text{ C} \in [-200 \text{ C}; 1300 \text{ C}]$	$\Delta T = \pm 2 \text{ C} \in [-25 \text{ C}; 200 \text{ C}]$

Deux enceintes climatiques ont également été utilisées, leurs caractéristiques sont présentées dans le tableau 2.6.

TABLEAU 2.6 – Caractéristiques des enceintes climatiques.

Enceintes climatiques		
Constructeur-Référence	Friocell707	Vötsch VT3050
Volume [L]	707	500
Dimensions LxHxP [mm]	1410 x 1910 x 790	710 x 1250 x 590
Précision et plage de température [°C]	1 °C sur [0 ; 100 °C]	0,5 °C sur [-30 ; 100 °C]

2.3.3 Caractérisation d'une cellule

Ce paragraphe présente le test de caractérisation mis en place sur les cellules. Dans une première partie, le protocole de test est décrit en détail. Puis, les résultats expérimentaux sont présentés. La sensibilité des mesures à l'état de charge, au courant et à la température est notamment décrite. L'ensemble des analyses présentées dans cette partie ont été réalisées à l'aide du logiciel libre et ouvert DATTES [Redondo-Iglesias 2023].

2.3.3.1 Protocole de test

Le tableau 2.7 présente les différentes étapes du protocole de caractérisation utilisé.

TABLEAU 2.7 – Étapes du test de caractérisation.

Étape	Test	Durée estimée (h)
1	Mesure de capacité	18
2	Mesure d'impédance	8
3	Pseudo-OCV	42
4	Cycles d'usage	12

Le test est constitué de trois mesures de grandeurs caractéristiques et de deux cycles d'usage. La figure 2.8 présente l'évolution du courant et de la tension d'une cellule caractérisée avec ce test. Les quatre parties du test sont également indiquées.

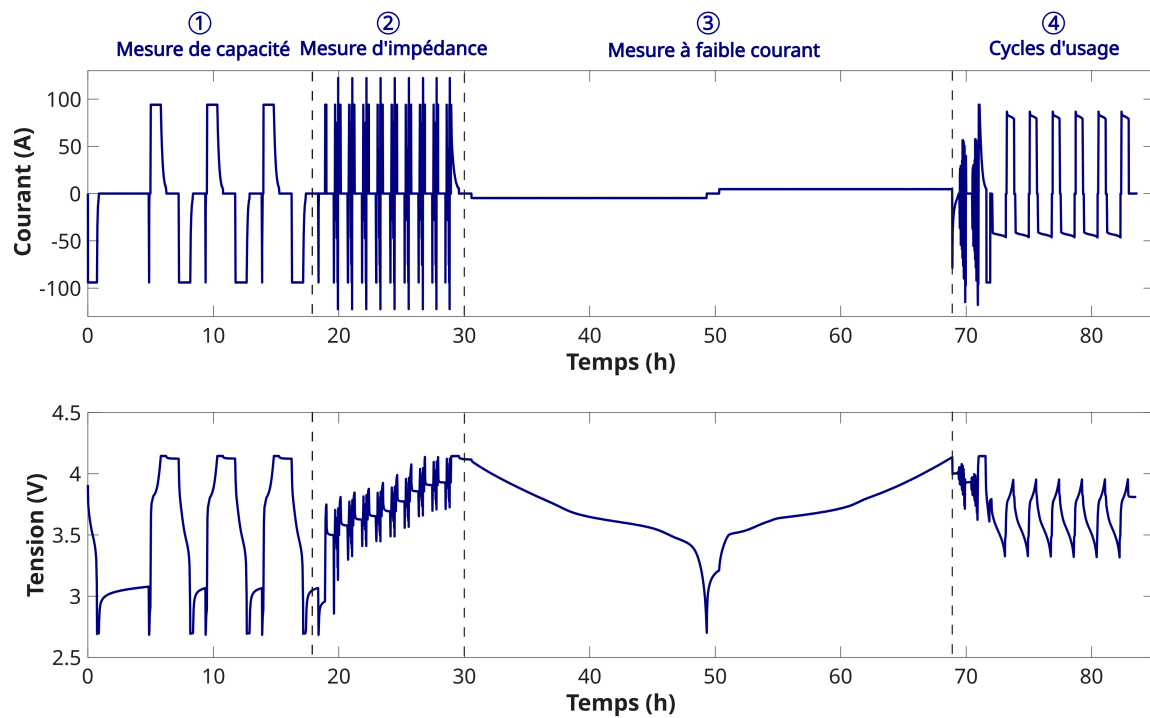


FIGURE 2.8 – Évolution du courant et de la tension au cours du test de caractérisation complète utilisé dans ce manuscrit.

La mesure de capacité est la première étape du test. Les évolutions du courant et de la tension au cours de cette partie de l'essai sont illustrées sur la figure 2.9.

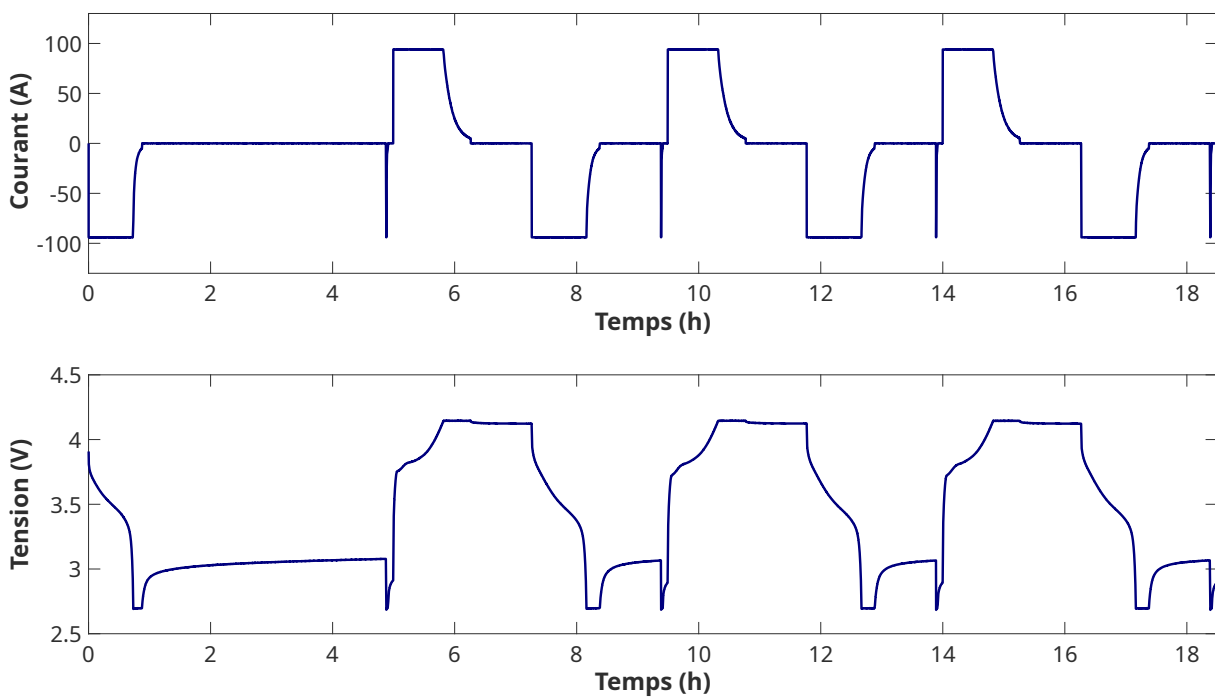


FIGURE 2.9 – Évolution du courant et de la tension au cours du test permettant la mesure de capacité.

Cette mesure est d'abord constituée d'une décharge jusqu'à la tension minimale de la cellule suivie d'un repos de quatre heures. Le repos initial permet de garantir que la température dans l'enceinte climatique corresponde à la température de consigne. Par la suite, une séquence de trois cycles complets de charge/décharge est réalisée. Avant chaque charge, une courte décharge est réalisée pour remettre la batterie à son niveau de tension minimale. Ensuite, la charge est réalisée entre les seuils de tensions minimal et maximal de la cellule en appliquant un courant constant (en anglais *constant current* ou *CC*) de 94 A (1 C). La tension maximale est ensuite maintenue en réduisant le courant jusqu'à 4,7 A (C/20). Cette phase à tension constante (en anglais *constant voltage* ou *CV*) est communément nommée par l'acronyme CV. La décharge est réalisée entre les mêmes seuils de tension à un courant de -94 A (-1 C). Elle est suivie d'un maintien de la tension minimale jusqu'à ce que le courant atteigne -4,7 A (C/20). Cette séquence est répétée trois fois. La première séquence est utilisée comme un cycle de préparation pour garantir que la température de la cellule soit proche de celle de l'enceinte climatique. Cette précaution est utile lorsque la cellule a été utilisée à une température différente de celle de caractérisation. Les deux cycles suivants permettent de garantir la répétabilité de la mesure. Pour l'ensemble des essais réalisés au cours de ce travail de recherche, la variation entre les mesures sur ces deux cycles est inférieure à 0,5 %. L'annexe A présente les variations de mesures de capacité sur l'ensemble des cellules.

La seconde étape du test de caractérisation est une mesure de l'impédance. L'évolution du courant et de la tension au cours de cette partie de l'essai est illustrée sur la figure 2.10.

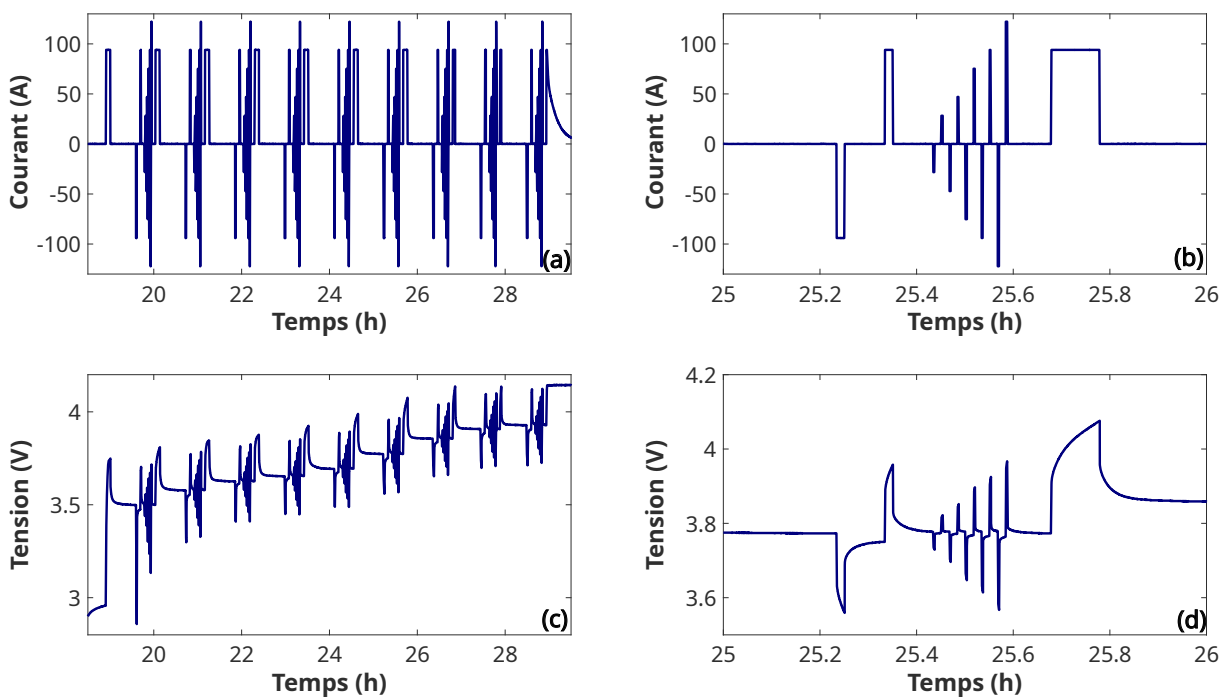


FIGURE 2.10 – Évolution du courant (a, b) et de la tension (c, d) au cours du test permettant la mesure de l'impédance. Les graphiques (b) et (d) présentent un zoom sur une séquence d'impulsions.

L'impédance est mesurée par une approche temporelle à l'aide d'impulsions de courant à différents états de charge (10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80 et 90 %) et à différents régimes de courant (0,3 C, 0,5 C, 0,8 C, 1 C et 1,3 C). Trois types d'impulsions de courant sont utilisés. Les impulsions de mise à l'état de charge durent 6 minutes et sont réalisées à un courant de 94 A (1 C). Elles permettent d'augmenter l'état de charge de 10 %. Les impulsions de 1 minute sont réalisées en charge et en décharge à un courant de ± 94 A (± 1 C). Elles sont utilisées pour caractériser l'impédance et évaluer l'influence de la variation temporelle Δt présentée par l'équation 2.6. Les impulsions courtes durent 10 secondes et sont réalisées à différents régimes de courant : 0,3 C, 0,5 C, 0,8 C, 1 C et 1,3 C. Elles permettent d'évaluer l'influence du

courant sur l'impédance. Chaque impulsion est suivie d'un repos d'une durée cinq fois plus longue que celle de l'impulsion, soit par exemple 30 minutes de repos après les impulsions de 6 minutes. L'étape 3 est une mesure de la tension en circuit pseudo-ouvert. L'évolution du courant et de la tension au cours de cette partie de l'essai est illustrée sur la figure 2.11.

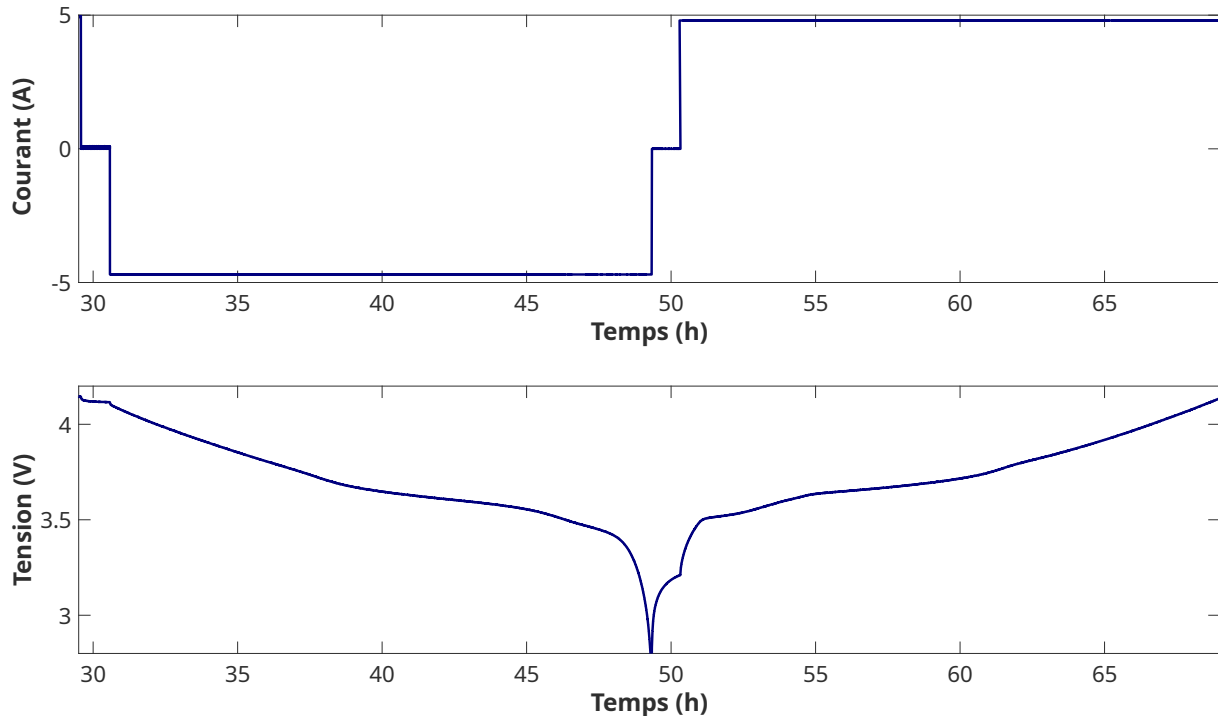


FIGURE 2.11 – Évolution du courant et de la tension au cours du test permettant la mesure de la tension en circuit pseudo-ouvert.

Ce test est d'abord constitué d'une courte charge et d'un maintien de la tension maximale en réduisant le courant jusqu'à 4,7 A. Cette charge permet de mettre la cellule à un état de charge de 100 %. Ensuite un repos de 1 h 30 est réalisé avant une décharge complète à un courant de -4,7 A ($-C/20$). À la fin de la décharge, un repos de 30 minutes est réalisé. Il est suivi par une charge complète à un courant de 4,7 A ($C/20$). Finalement, au cours de l'étape 4 des cycles d'usages représentatifs d'un usage automobile et d'une station de charge mobile sont utilisés. L'évolution du courant et de la tension au cours de cette partie de l'essai est illustrée sur la figure 2.12.

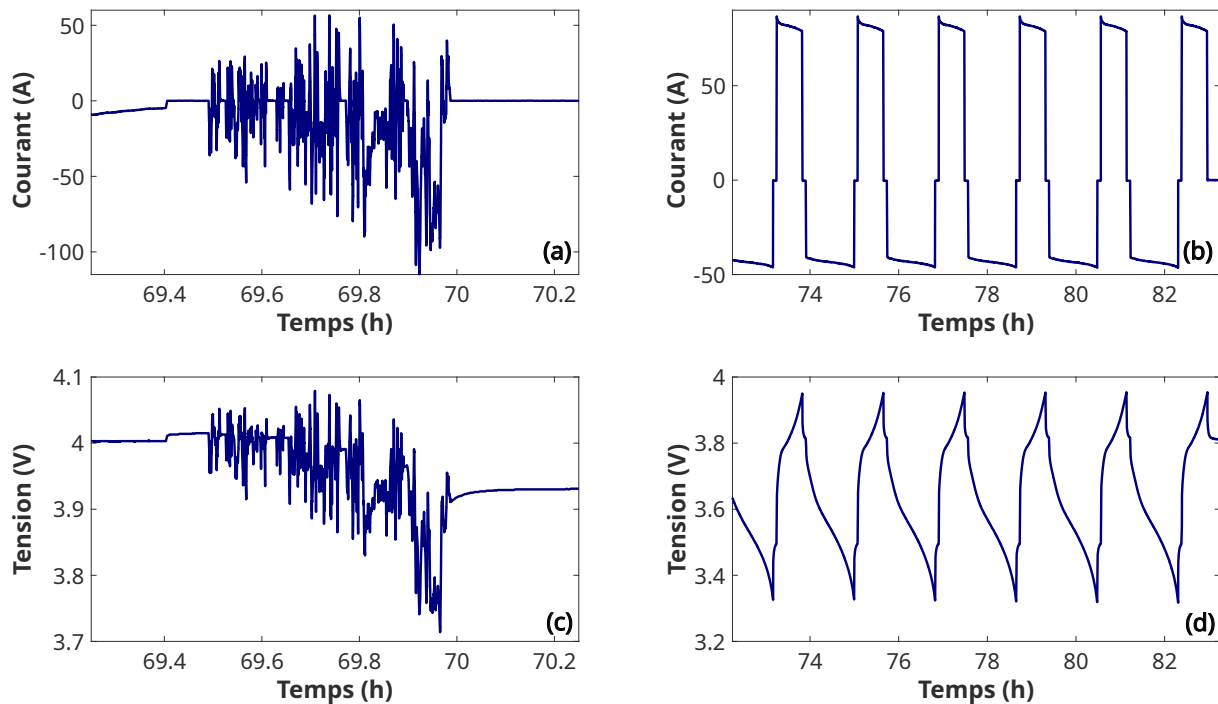


FIGURE 2.12 – Évolution du courant et de la tension au cours des profils de validation représentatifs d'un usage automobile (a), (c) et d'une station de charge mobile (b) et (d).

Le profil présenté sur les figures 2.12 (a) et (c) est représentatif d'un usage automobile. Il s'agit d'un cycle de la procédure d'essai mondiale harmonisée pour les véhicules légers (en anglais *Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedures* ou *WLTC*). Pour construire ce profil, la bibliothèque VEHLIB a été utilisée pour déterminer la sollicitation d'une batterie constituée de 4 modules de BMW i3 utilisée dans un véhicule léger [Jeanneret 1999]. Dans cette bibliothèque, la Golf-GTE PHEV est le modèle de châssis de véhicule dont les caractéristiques (masse, aérodynamique, cartographie moteur, etc.) s'approchent le plus d'une BMW i3. Ce modèle de véhicule a donc été utilisé pour évaluer la sollicitation sur la batterie au cours du cycle de conduite. Pour propulser ce châssis, une batterie constituée de 4 modules de BMW i3 a été utilisée. Le cycle présenté sur les figures 2.12 (b) et (d) est représentatif d'un usage de station de charge mobile et sera utilisé pour le travail de modélisation présenté dans le chapitre 5.

2.3.3.2 Résultats expérimentaux

Ce paragraphe présente la sensibilité des résultats de caractérisation d'une cellule. Sauf mention contraire, les mesures présentées sont issues de la fiche technique de la batterie.

Pour les mesures de capacité, les influences de la température, du courant et du type de charge sont étudiées. Les mesures ont été réalisées avec une méthode comparable à celle présentée sur la figure 2.9 à des températures de $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, $5\text{ }^{\circ}\text{C}$, $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ et $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ et à des régimes de courant de 0,1 C, 0,3 C, 0,5 C, 1 C, 2 C et 3 C. La figure 2.13 présente les mesures de capacité fournies dans la fiche technique du fabricant.

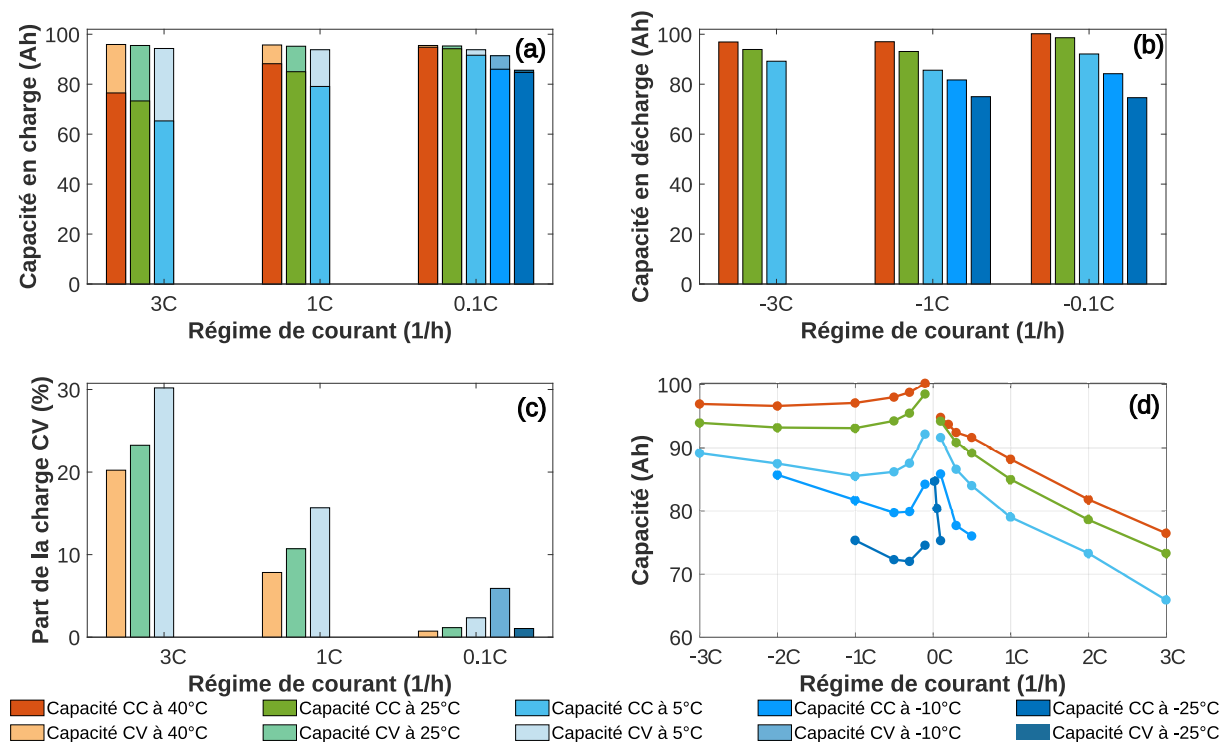


FIGURE 2.13 – Sensibilité des mesures de capacité - (a) Mesures de capacité CCCV et CC en charge à différents régimes de courant. (b) Mesures de capacité CC en décharge à différents régimes de courant. (c) Part de la phase CV dans la mesure de capacité à différents régimes de courant. (d) Influence de la température et du courant sur la capacité CC. Données issues de [PushEV 2018].

Les figures (a) et (b) permettent de montrer la sensibilité de la mesure de la capacité à trois éléments : le régime de courant, la température et le type de charge. Pour la cellule étudiée, l'influence du courant est de l'ordre de quelques pourcents sur la mesure. Il influence principalement la capacité chargée lors de la phase à courant constant (CC). Une augmentation du régime de courant se traduit par une réduction de la capacité chargée au cours de cette phase comme l'illustre également la figure (c). Cette observation s'explique par le fait que l'augmentation du courant engendre une surtension plus forte ainsi la tension maximale est atteinte plus rapidement. La durée de la phase de charge à tension constante augmente puisque cette phase commence au moment où la tension atteint le seuil maximal.

La température influence également la durée de la phase à courant constant. Dans ce cas, la variation de la résistance impacte la surtension causée par le courant et donc la durée de la phase à courant constant. Les figures (a) et (b) permettent également de montrer que la température impacte fortement la mesure de capacité. À un régime de courant de C/10, une température de -25 °C engendre une perte de 10 % de la capacité chargée par rapport à une mesure à 40 °C. La figure (b) montre que cette observation est également vérifiée lors des décharges. La variation de capacité est de 25 % entre deux mesures réalisées à C/10 à -25 °C et à 40 °C. La figure (d) permet de synthétiser l'influence du courant et de la température sur la capacité. La capacité présentée est mesurée à courant constant ce qui explique que la mesure en décharge (régime de courant négatif) soit supérieure à la mesure en charge (régime de courant positif).

Dans le cadre de ce travail de recherche, la capacité est mesurée au cours de la première étape du test illustré par le graphique sur la figure 2.9. La figure 2.14 présente une comparaison des mesures de capacités réalisées en laboratoire avec celle de la fiche technique.

Les capacités mesurées en laboratoire ont été déterminées avec le même type de test que celles de la fiche technique. La figure ci-dessus présente les mesures de capacité en décharge mesurées lors de la phase à

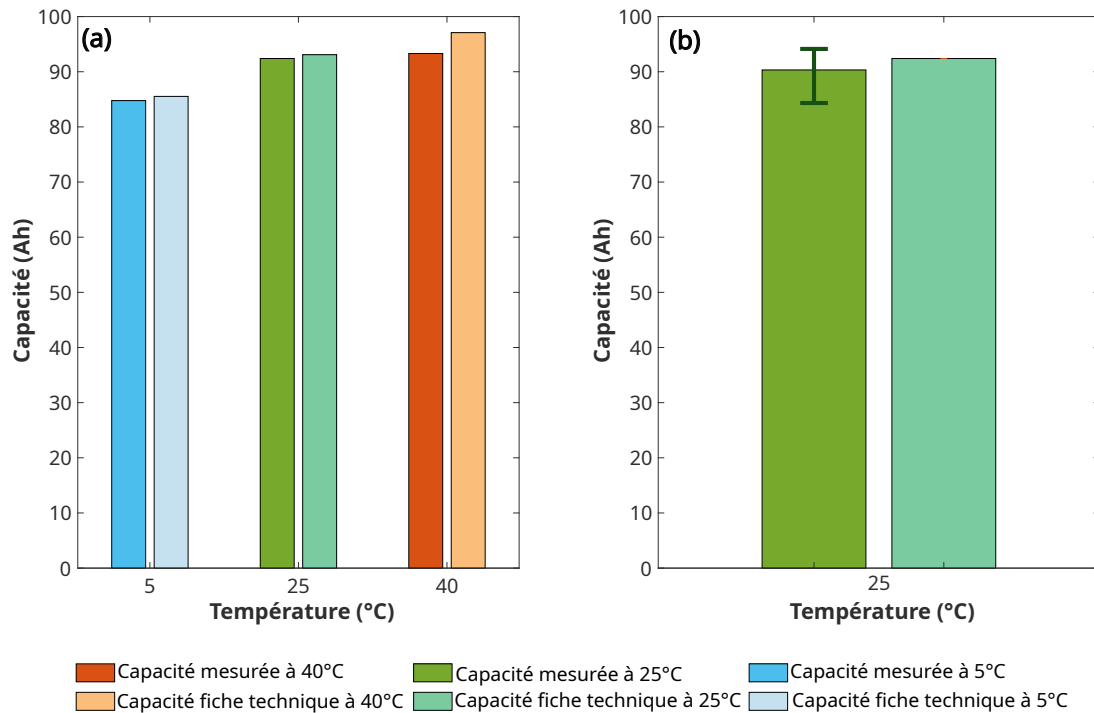


FIGURE 2.14 – Comparaison des mesures de capacité en laboratoire avec celles de la fiche technique. (a) Influence de la température sur la mesure. (b) Comparaison de la moyenne des mesures de capacité en laboratoire avec celle de la fiche technique à 25 °C. Données de la fiche technique issues de [PushEV 2018].

courant constant à un courant de 94 A (1 C). La figure (a) présente une comparaison de la capacité d'une cellule testée à trois températures : 5, 25 et 40 °C. Les performances de cette cellule usagée sont proches des valeurs de capacité indiquées sur la fiche technique. L'influence de la température est également visible puisque la capacité à 5 °C est dégradée de l'ordre de 15 % par rapport à celle de 40 °C. La figure (b) présente la variabilité des mesures de capacité à 25 °C sur les trois modules. La mesure expérimentale présentée est une valeur moyenne de la capacité des 36 cellules testées. Les segments représentent les valeurs minimales et maximales mesurées. Ce résultat montre qu'une batterie ayant atteint la fin de vie pour l'automobile peut toujours conserver une capacité importante.

Pour les mesures de résistance, les influences de la température, du courant et de la durée de la mesure sont étudiées. La mesure a été réalisée avec une méthode comparable à celle présentée sur la figure 2.10 à des températures de -25 °C, -10 °C, 25 °C et 40 °C et à des régimes de courant de 1 C, 3,1 C et 4,3 C. La figure 2.15 présente les mesures de résistance fournies dans la fiche technique du fabricant.

La figure (a) présente des mesures de résistance en charge à différentes températures. Les mesures sont réalisées après 5 secondes d'une impulsion à 294 A (3,1 C). Ce graphique montre que la résistance augmente significativement quand la température et l'état de charge baissent. La résistance à -25 °C est en moyenne dix fois plus élevée que celle à 40 °C. La résistance à un état de charge de 5 % est en moyenne trois fois plus élevée que celle à un état de charge de 95 %. La figure (b) montre que les mêmes observations peuvent être faites pour la résistance après 30 secondes d'une impulsion à 413 A (4,4 C). La figure (c) présente les courbes de résistance en fonction de l'état de charge mesurée après 5 secondes d'une impulsion à ± 94 A (± 1 C). La figure montre que les allures des courbes de résistance en charge et en décharge sont confondues. Une résistance élevée est mesurée entre 0 et 20 % d'état de charge tandis qu'il y a un plateau entre 20 et 100 % d'état de charge. Finalement, la figure (d) montre l'influence du courant sur la résistance après 5 secondes à un état de charge de 50 %. Ce graphique montre que le courant impacte moins la valeur de la résistance que la température ou l'état de charge.

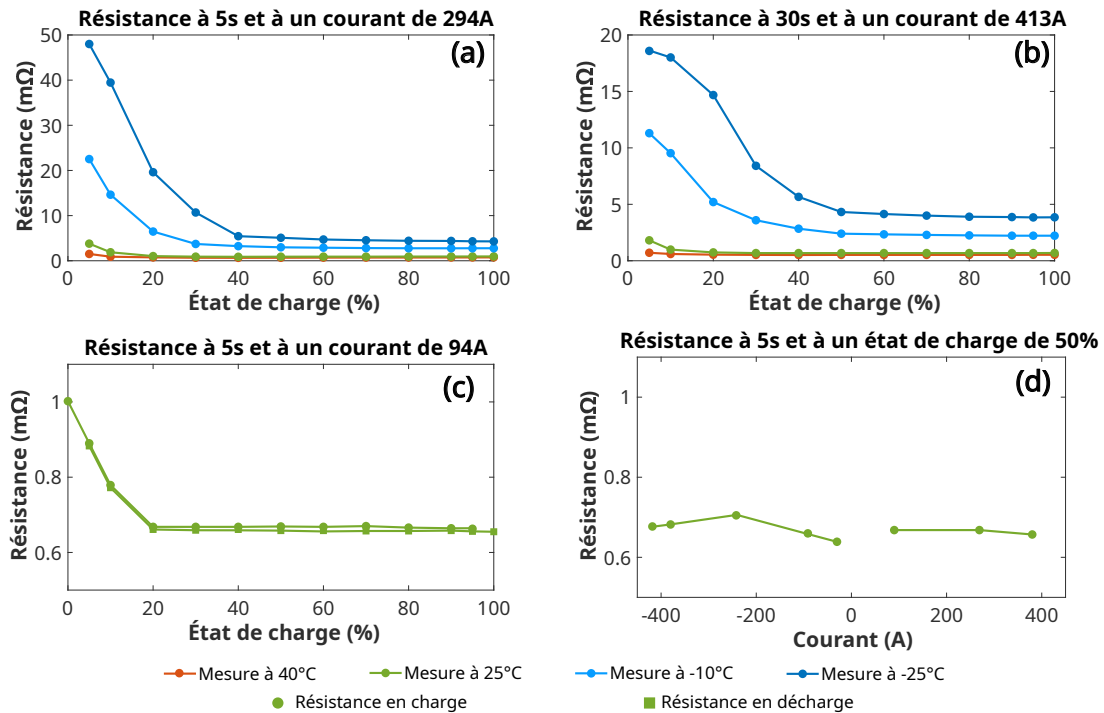


FIGURE 2.15 – Comparaison des mesures de résistance à différentes conditions de mesures. (a) Influence de la température sur la mesure de la résistance 5 secondes à 294 A. (b) Influence de la température sur la mesure de la résistance 30 secondes à 413 A. (c) Résistance à 5 secondes et à un courant de ± 94 A en charge et en décharge. (d) Influence du courant sur la résistance à 5 secondes et à un état de charge de 50 %. Données issues de [PushEV 2018].

La figure 2.16 présente une comparaison des mesures de résistance réalisées en laboratoire avec celle de la fiche technique.

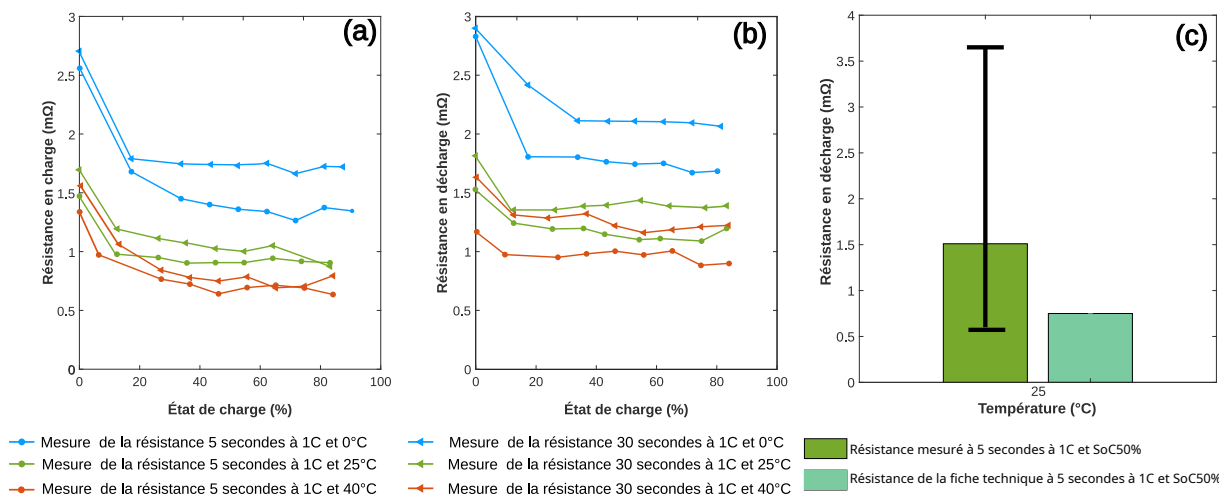


FIGURE 2.16 – Comparaison des mesures de résistance réalisées en laboratoire avec celles de la fiche technique. Données de la fiche technique issues de [PushEV 2018].

Les figures (a) et (b) présentent respectivement l'évolution de la résistance en charge et en décharge mesurée à un courant de ± 94 A (± 1 C) après 5 et 30 secondes à différentes températures. À l'image de ce qui a été observé avec les données de la fiche technique, les faibles températures entraînent une

augmentation de la résistance. Les résistances mesurées après 5 secondes sont également plus faibles que celles à 30 secondes. L'évolution en fonction de l'état de charge montre que les bas états de charge entraînent une augmentation de la résistance. Finalement, la figure (c) présente la dispersion des mesures expérimentales de la résistance en décharge mesurée à 94 A après 30 secondes et à un état de charge de 50 %. Ce graphique montre que la dispersion de résistance peut être particulièrement importante entre les cellules.

Le **rendement** énergétique d'une batterie indique la quantité d'énergie perdue au cours d'un cycle composé d'une charge et d'une décharge. Il peut par exemple être mesuré au cours des cycles présentés sur les figures 2.9 et 2.11. Redondo-Iglesias *et al.* ont montré que, pour un régime de courant donné, le rendement en fonction de l'état de charge peut être calculé grâce à l'équation 2.10 [Redondo-Iglesias 2019a, Redondo-Iglesias 2022].

$$\eta(\text{SoC}) = \frac{U_{dch}(\text{SoC})}{U_{ch}(\text{SoC})} * 100 \quad (2.10)$$

avec

- $\eta(\text{SoC})$: le rendement énergétique d'une cellule en fonction de l'état de charge, sans unité,
- U_{dch} : la tension de la cellule pendant la décharge en volt,
- U_{ch} : la tension de la cellule pendant la charge en volt.

Le rendement énergétique moyen peut être déterminé en calculant la moyenne du rendement sur un cycle en fonction de l'état de charge.

Pour les mesures de rendement, l'influence de la température, du courant et de l'état de charge sont étudiées. Le fabricant ne met pas à disposition d'informations sur cette grandeur caractéristique. La gamme de température est donc limitée aux températures 0 °C, 25 °C et 40 °C et celle du régime de courant à 1 C et C/20. La figure 2.17 présente les mesures de rendement réalisées en laboratoire.

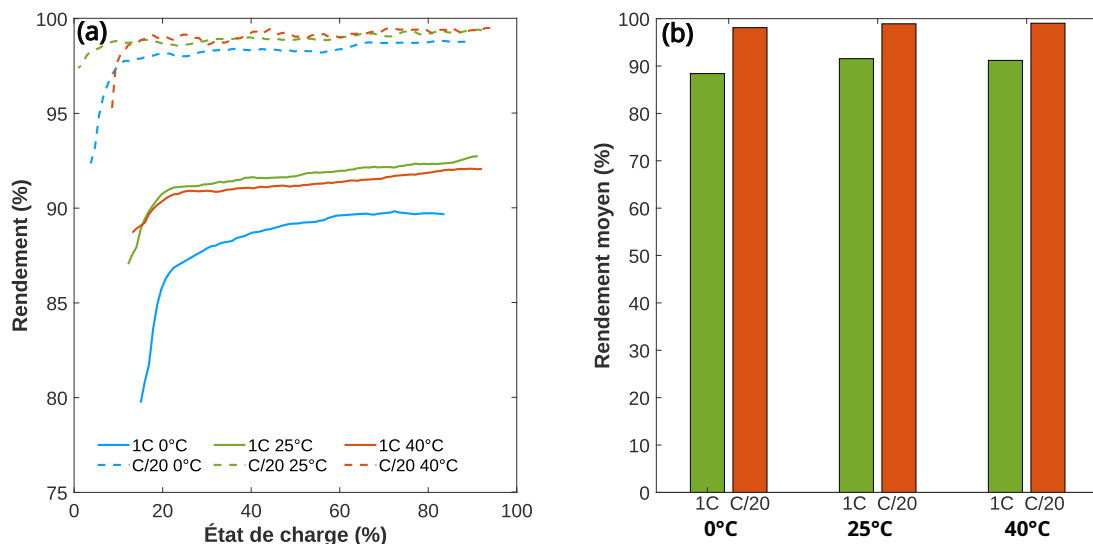


FIGURE 2.17 – Influence de la température, du courant et de la température sur les mesures de rendement.

La figure (a) présente l'évolution du rendement en fonction de l'état de charge. Le rendement a une évolution qui peut être décomposée en deux phases. Entre des états de charge de 0 et 20 %, le rendement croit fortement puis il se stabilise pour des états de charges plus élevés. La valeur du rendement dépend fortement du courant. Les courbes de rendement mesurées à 1 C sont près de 10 % moins élevées que celles mesurées à C/20. La température influence aussi la valeur du rendement. Les basses températures dégradent le rendement de l'ordre de 2 à 3 %. La figure (b) présente les valeurs moyennes des rendements à différentes températures et différents régimes de courants. L'influence du courant est particulièrement

notable sur ces courbes. Le fabricant n'ayant pas partagé d'informations sur le rendement de cellules neuves, il n'est pas possible de comparer la dégradation du rendement entre des cellules neuves et des cellules vieilles. Toutefois, les rendements mesurés à un régime de courant de $C/20$ sont supérieurs à 95 %. Ces niveaux de performances montrent que les cellules testées sont relativement peu dégradées.

Cette partie du chapitre a présenté les essais mis en place pour mesurer la capacité, la résistance et le rendement. L'influence de la température, du courant et de l'état de charge sur ces mesures a été présenté et comparée avec les données de la fiche technique. Ces premiers résultats ont permis de montrer que des batteries en fin de vie pour l'automobile pouvaient avoir des capacités et des rendements élevés. Les mesures de résistance ont montré une dispersion importante. Dans la suite de cette partie, ces résultats seront renforcés par une étude de la dispersion des grandeurs caractéristiques au sein des différents modules.

2.3.4 Évaluation de la performance de modules

Ce paragraphe présente les résultats de caractérisation de trois modules issus de véhicules électriques en fin de vie. L'évaluation de la performance de l'ensemble des cellules constituant ces modules permet d'évaluer la dispersion entre les éléments. Le test de caractérisation présenté dans la partie précédente a été mis en place sur l'ensemble des cellules du module.

Un module de BMW i3 est constitué de 12 cellules connectées en série. La figure 2.18 présente l'organisation d'un module. Les cellules ont été nommées en fonction de leur position dans l'assemblage. La lettre H ou L permet de discriminer les cellules en fonction du circuit de refroidissement qui les refroidit.

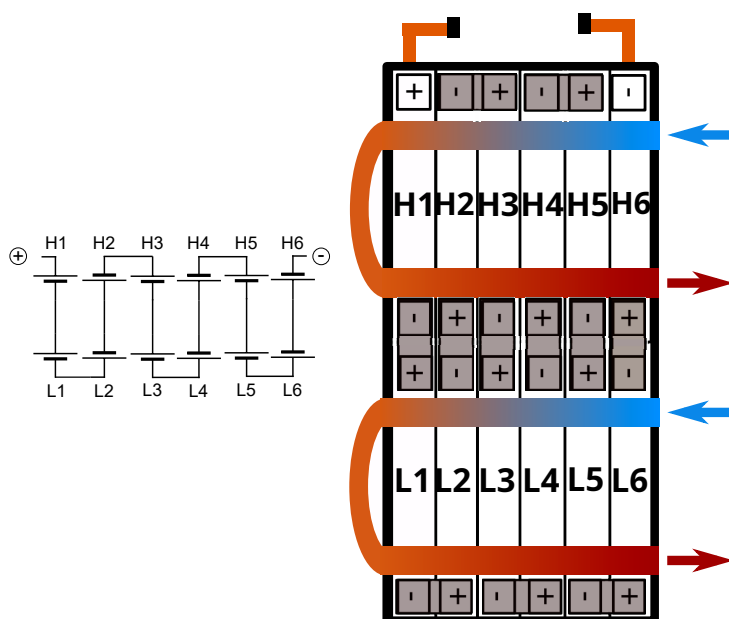


FIGURE 2.18 – Répartition des cellules dans le module.

Cette partie présente les mesures de capacités de résistance et de rendement réalisées sur les trois modules. L'ensemble des tests ont été réalisés à 25 °C à l'échelle de la cellule puis les résultats sont regroupés en fonction des positions des cellules dans le module.

La figure 2.19 présente les mesures de capacité en décharge pour chacune des cellules.

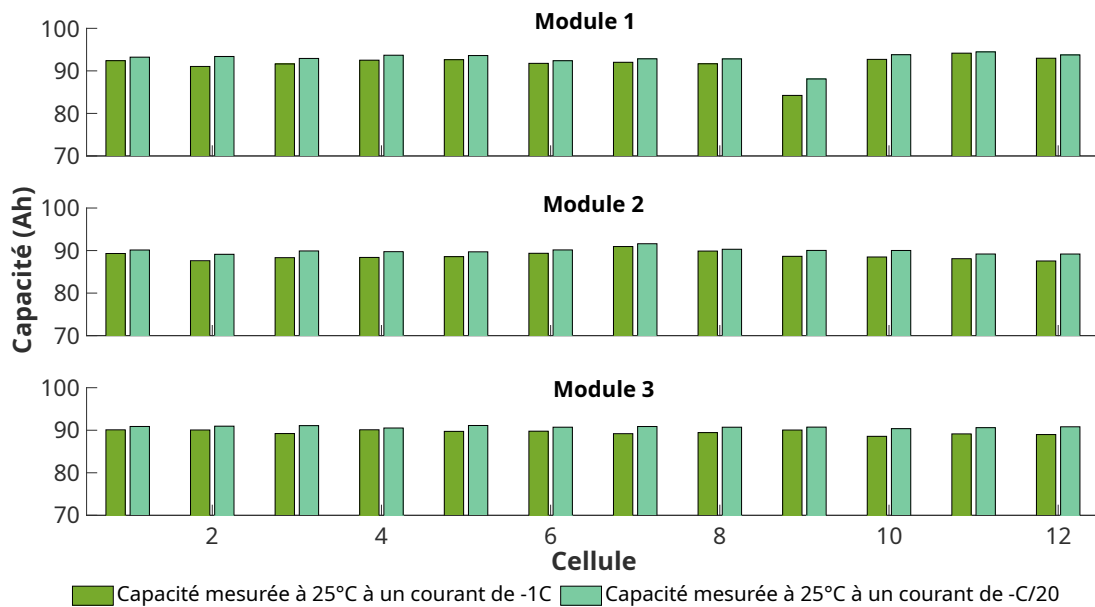


FIGURE 2.19 – Mesures de capacité en décharge sur les trois modules avec en abscisse le numéro de la cellule à l'intérieur du module.

Les capacités en décharge mesurées à des courants de -94 A (-1 C) et $-4,7\text{ A}$ ($-C/20$) sont comparées. Elles montrent qu'un régime de courant élevé entraîne une réduction de la capacité disponible et augmente la dispersion des capacités au sein des modules. Les mesures à faible courant sont plus homogènes et élevées. Pour l'ensemble des cellules des trois modules, les mesures à un régime de courant de $-C/20$ donnent des capacités supérieures à 90 Ah . La figure 2.20 présente les mesures de capacité en charge pour chacune des cellules.

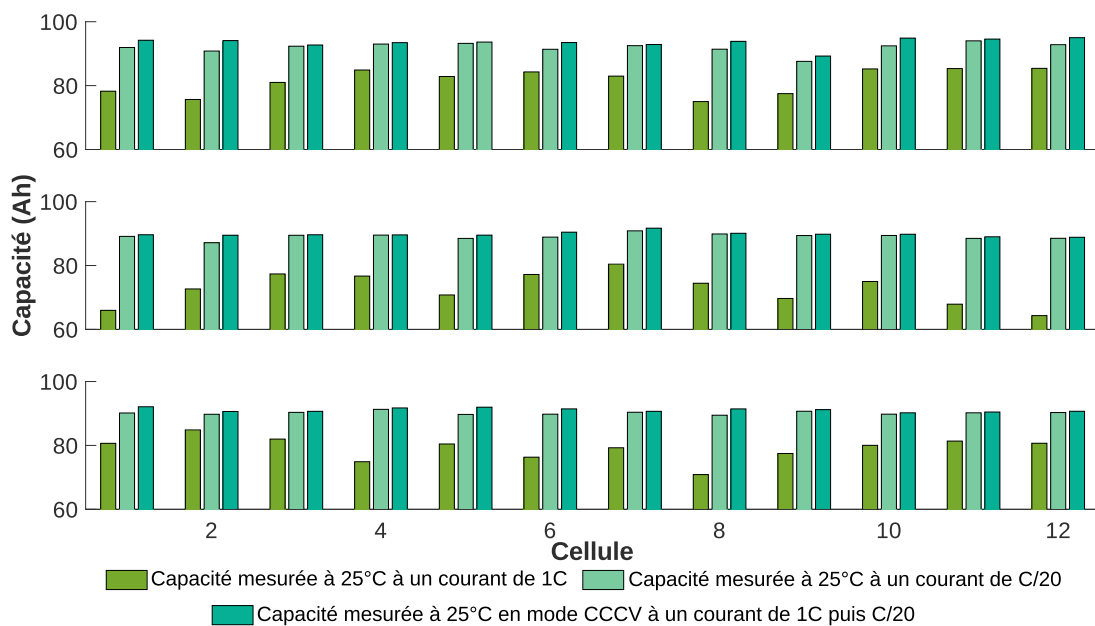


FIGURE 2.20 – Mesures de capacité en charge sur les trois modules avec en abscisse le numéro de la cellule à l'intérieur du module.

Les mesures en charge ont été obtenues en utilisant des courants de 94 A (1 C) et 4,7 A (C/20). L'influence de l'utilisation d'une phase à tension constante est présentée. Il est notable qu'en charge la capacité à courant constant est particulièrement réduite et hétérogène entre les cellules. Cette observation s'explique par l'influence de la résistance qui raccourcit la durée de la phase à courant constant. Les mesures de capacité avec la phase à tension constante et à un plus faible régime de courant sont moins impactées par cette impédance. Pour ces tests, les cellules conservent une capacité haute et plus homogène.

Une figure en boîte à moustache est un outil visuel qui permet de comparer la dispersion des mesures au sein des modules. La figure 2.21 présente les indicateurs statistiques qui peuvent être obtenus grâce à ce type de représentation graphique.

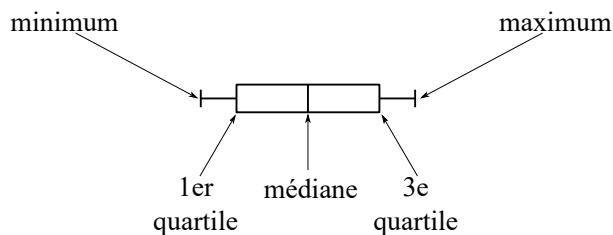


FIGURE 2.21 – Interprétation d'une boîte à moustache.

Un module dont les mesures sont homogènes aura une boîte de taille réduite avec une médiane centrée. La figure 2.22 présente les boîtes à moustaches pour les mesures de capacités sur les trois modules.

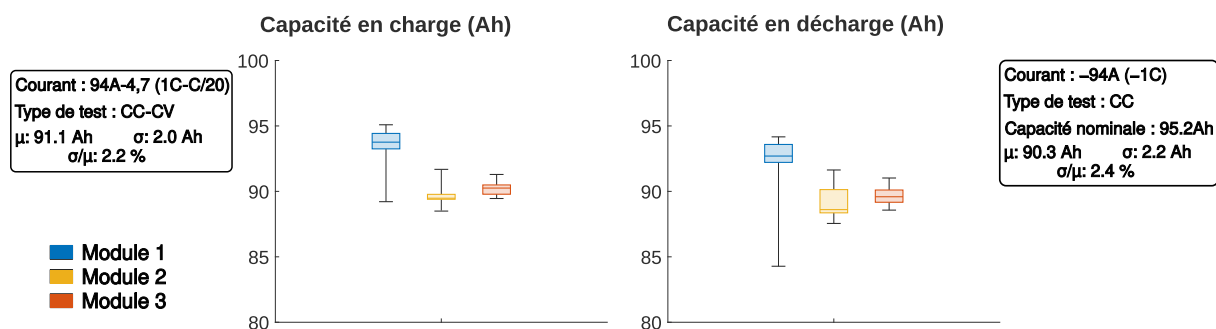


FIGURE 2.22 – Dispersion des mesures de capacité sur les trois modules. La boîte à moustache à gauche présente la capacité en charge et celle de droite la capacité en décharge.

Cette figure présente la dispersion des mesures de capacité en charge et en décharge pour les trois modules. Le module 1 présente la capacité la plus élevée ce qui peut s'expliquer par sa date de fabrication plus récente. La performance de ce module est toutefois détériorée en raison d'une cellule dégradée. L'ensemble des cellules sont connectées en série donc la performance de l'assemblage est limitée par l'élément le plus dégradé. Les modules 2 et 3 ont des performances proches. Leurs capacités et leurs dispersions sont du même ordre de grandeur. Cette observation corrobore le fait que ces deux modules sont issus du même véhicule électrique.

La figure 2.23 présente le résultat de la mesure de capacité en fonction de la position des cellules dans le module.

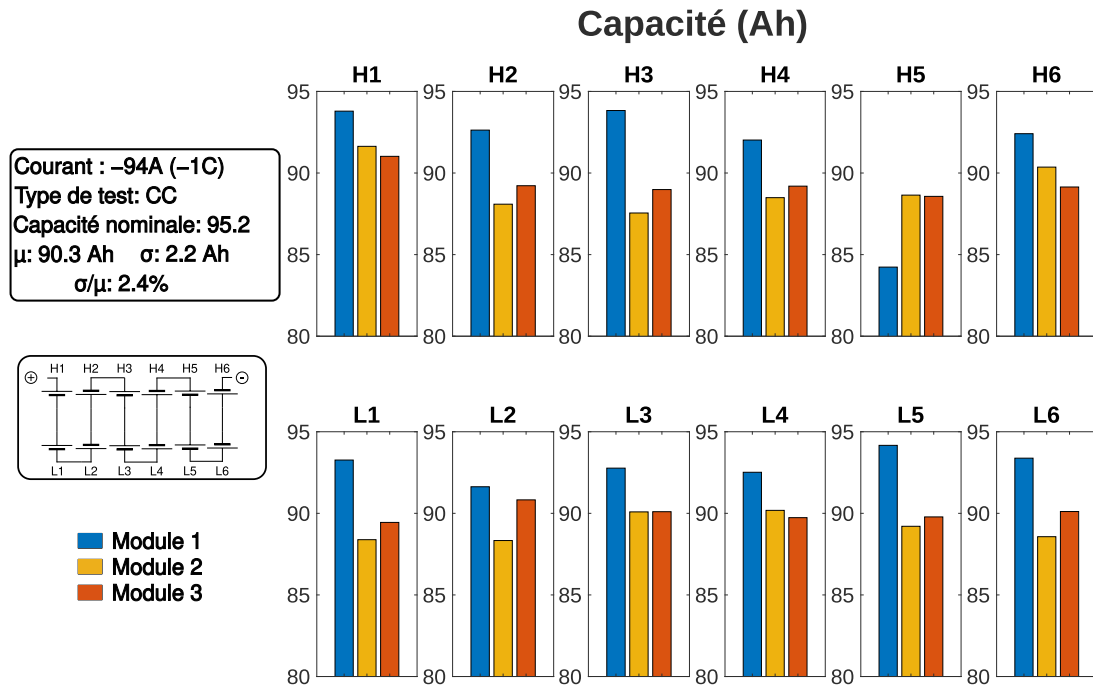


FIGURE 2.23 – Mesures de capacité sur les trois modules.

Ces mesures permettent de mettre en évidence le fait qu'il n'existe pas de position accélérant la dégradation de la capacités des cellules. Dans le module 1, la cellule H5 est par exemple particulièrement dégradée tandis que les cellules à cette position dans les modules 2 et 3 ont des performances comparables aux autres. Dans la suite de ce chapitre, une étude statistique de la relation entre les performances et la position sera réalisée.

La figure 2.24 présente les mesures de rendement énergétique en fonction de l'état de charge à 25 °C pour chacune des cellules. Les lignes pointillées présentent les mesures à un régime de courant de $C/20$ tandis que les lignes continues présentent les mesures à 1 C.

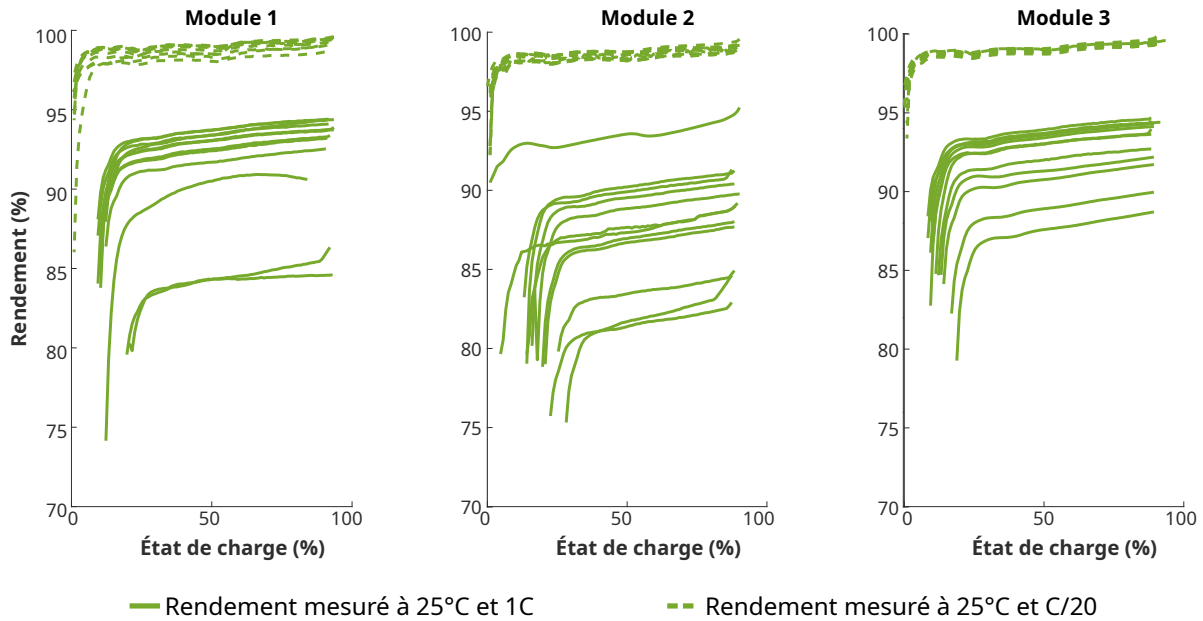


FIGURE 2.24 – Mesures du rendement énergétique en fonction de l'état de charge sur les trois modules.

La figure montre l'impact de l'état de charge et du courant sur les rendements énergétiques. Les allures des courbes correspondent à celles observées sur les données de la fiche technique avec une augmentation du rendement suivi d'un palier. Pour les 3 modules, le rendement à un courant de 4,7 A (C/20) est de l'ordre de 97 %. La figure montre bien que l'augmentation du régime de courant entraîne une réduction du rendement dans des proportions différentes en fonction des cellules. Le module 2 présente des mesures de rendement particulièrement hétérogènes à 1C. Les figures sur la résistance montreront que ce comportement peut s'expliquer par l'hétérogénéité des résistances des différentes cellules de ce module. La figure 2.25 présente les rendements énergétiques moyens des différentes cellules.

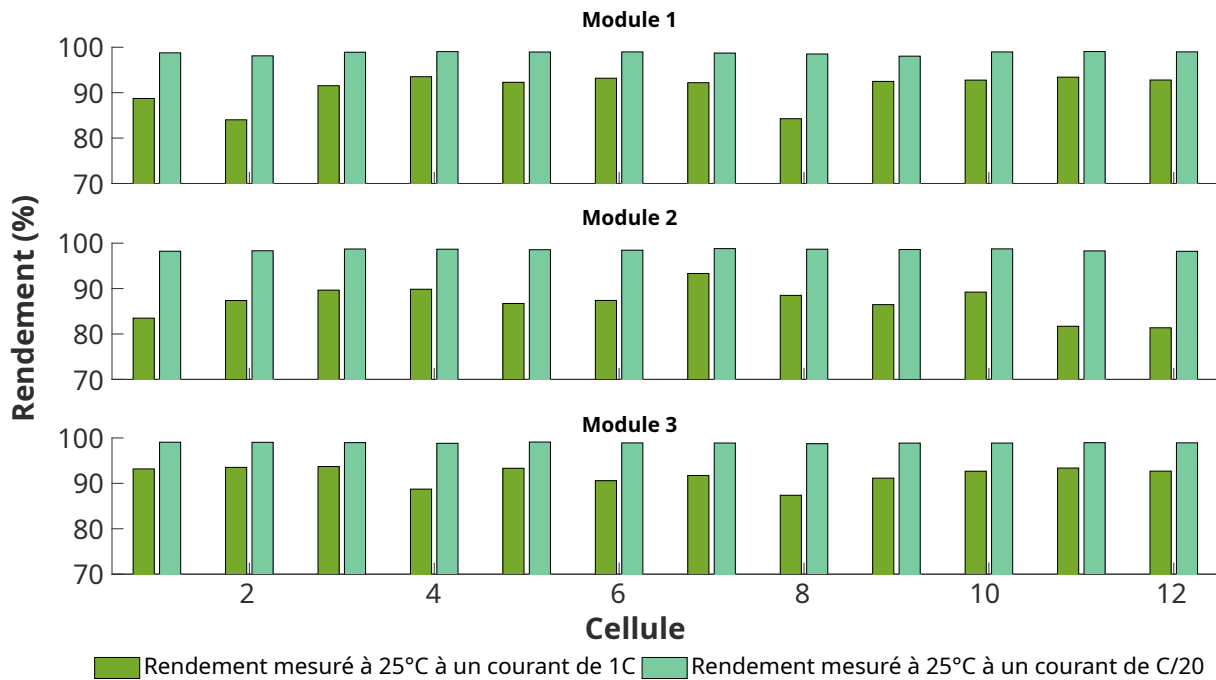


FIGURE 2.25 – Mesures des rendements énergétiques moyens sur les trois modules.

Le rendement énergétique moyen est calculé en faisant la moyenne du rendement en fonction de l'état de charge. Cette figure montre que le rendement moyen permet d'observer les mêmes tendances que les courbes en fonction de l'état de charge. Pour les trois modules, les rendements moyens à un régime de courant de $C/20$ sont supérieurs à 97 %. L'augmentation du courant dégrade toujours le rendement moyen mais dans des proportions qui peuvent varier selon les cellules. La figure 2.26 présente les boîtes à moustaches pour les mesures de rendement énergétique sur les trois modules.

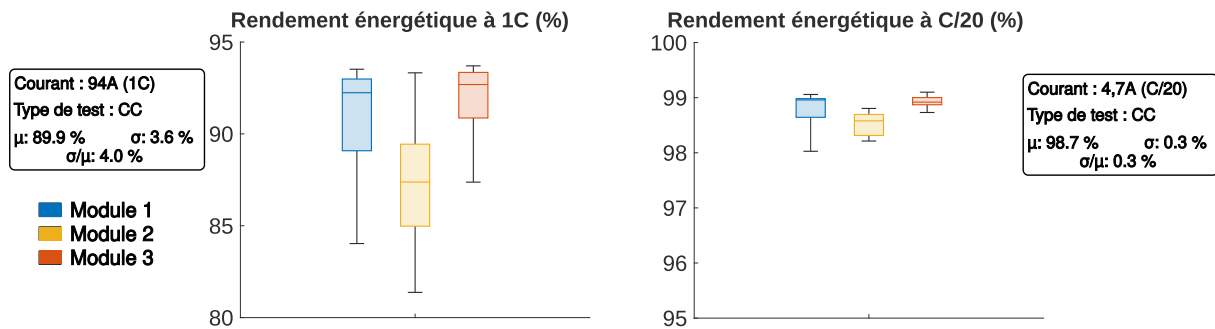


FIGURE 2.26 – Dispersion des mesures de rendement énergétique moyen sur les trois modules.

Cette figure montre que les mesures de rendement énergétique moyen à un régime de courant de 1C sont relativement hétérogènes. Le module 2 présente une dispersion particulièrement importante. La mesure à $C/20$ est plus homogène. L'écart-type entre ces mesures est de 0,3 % contre 3,6 % pour les mesures à 1C. La figure 2.27 présente le résultat de la mesure de rendement moyen à un régime de courant de $C/20$ en fonction de la position des cellules dans le module.

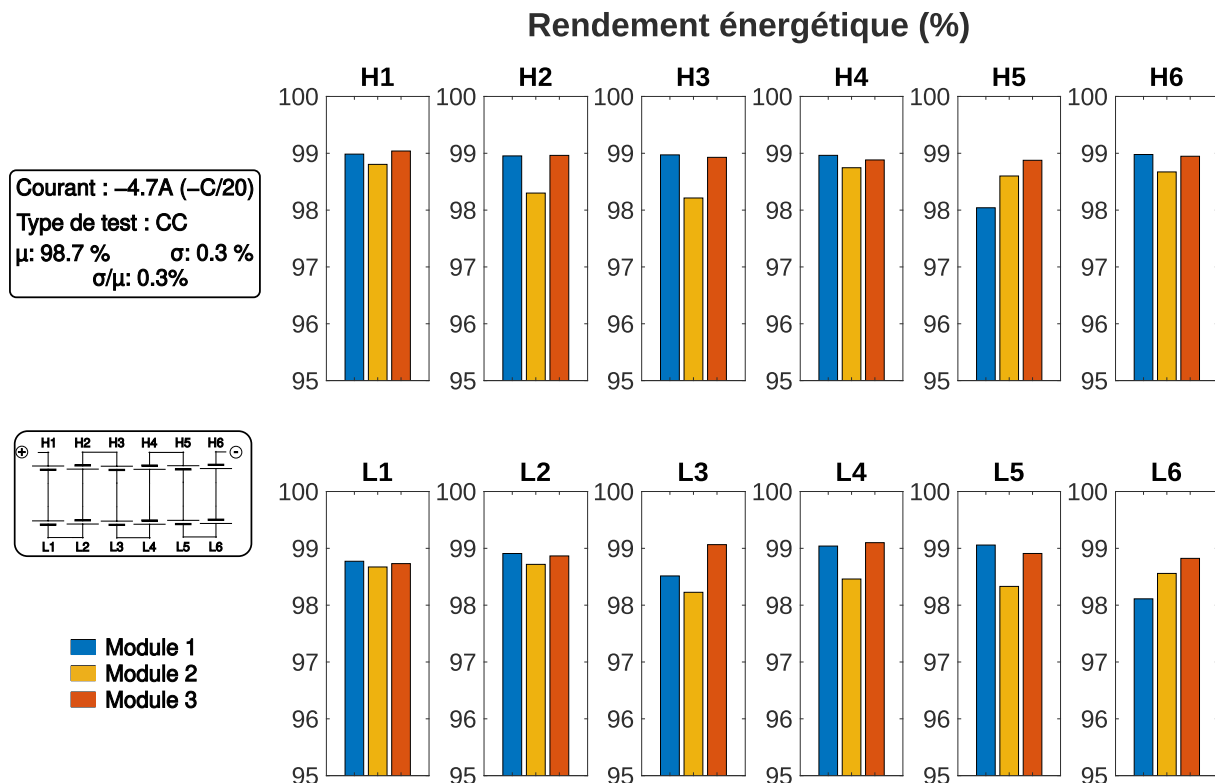


FIGURE 2.27 – Mesures de rendement sur les trois modules.

À l'image de ce qui a été observé pour la capacité, ce graphique suggère qu'il n'existe pas de position favorisant la dégradation des cellules.

Pour l'étude de la résistance, l'influence de l'état de charge et de la durée de la mesure a été étudiée. La figure 2.28 présente les mesures de résistance après 5 secondes d'une impulsion à un courant de ± 94 A (± 1 C) pour les trois modules.

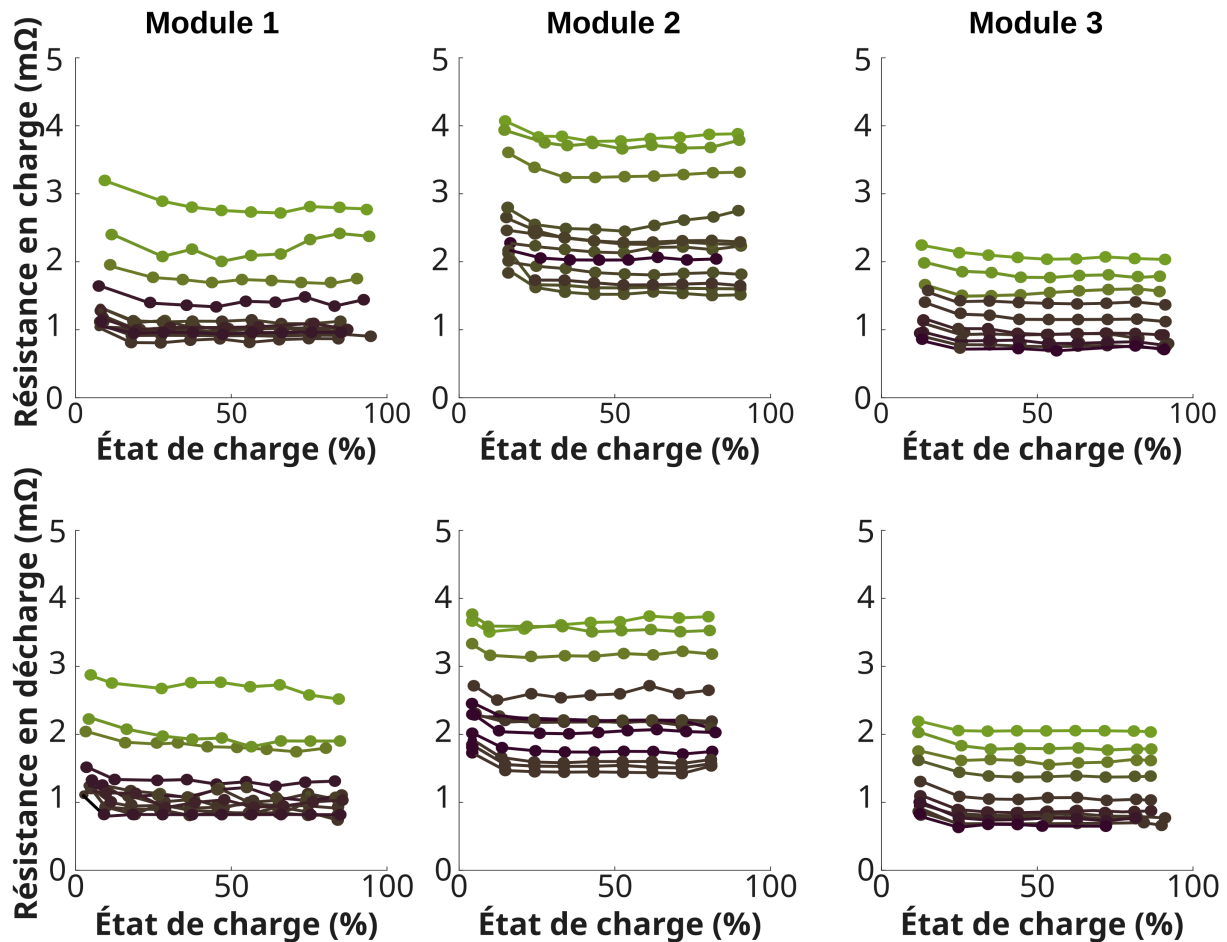


FIGURE 2.28 – Mesures de résistance en charge et décharge sur les trois modules.

Ce graphique montre les évolutions des résistances en charge et en décharge en fonction de l'état de charge. Les états de charge faibles entraînent une légère augmentation de la résistance. Les résistances en charge et en décharge ont des valeurs particulièrement proches. La dispersion des mesures au sein des modules et entre les modules est par contre significative. Trois cellules particulièrement dégradées ont été mises en valeur en vert. Cet élément distinctif permet de montrer que les cellules dont la résistance en charge est élevée ont également une résistance en décharge élevée. La figure 2.29 présente la dispersion des mesures de résistance en charge et en décharge au sein des modules.

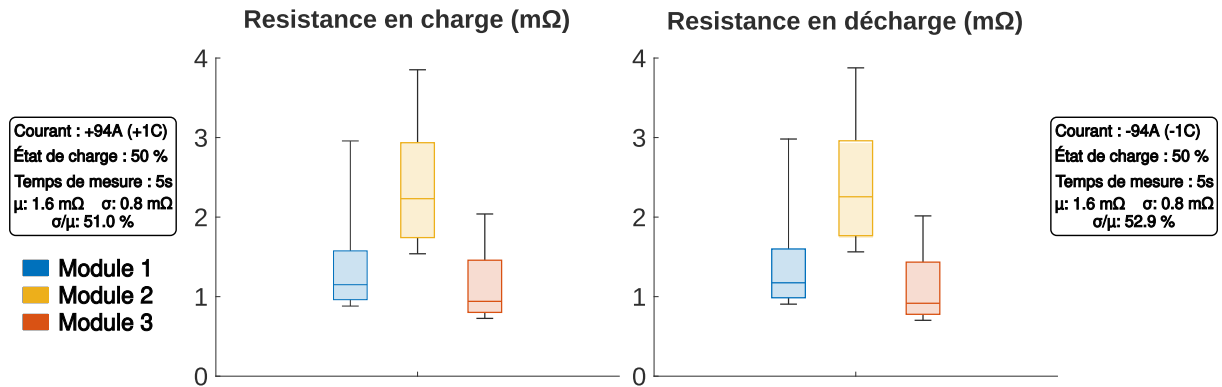


FIGURE 2.29 – Mesures de résistance en charge sur les trois modules.

Les boîtes à moustache des résistances en charge et en décharge présentent peu de différences. En comparaison avec les mesures de capacité, les mesures de résistance sont très hétérogènes. Les mesures sur le module 2 montrent un niveau de dégradation particulièrement important. Une différence significative entre les deux modules issus du même véhicule est également notable. Ces niveaux de dispersion entre les cellules sont sans doute en partie un artefact lié au montage expérimental. La faible résistance interne des cellules exige un montage de la connectique particulièrement soigné. L'annexe A présente les précautions prises pour garantir la qualité des résultats expérimentaux et minimiser l'influence de la résistance de contact sur les résultats.

La figure 2.30 présente le résultat de la mesure de résistance en charge sur l'ensemble des cellules des trois modules. La mesure de résistance choisie est une mesure à un état de charge de 50 % après 5 secondes d'impulsion à un régime de courant de 1 C (94 A). Ces conditions de test ont été choisies puisque dans la fiche technique du fabricant la mesure de résistance est faite dans ces conditions.

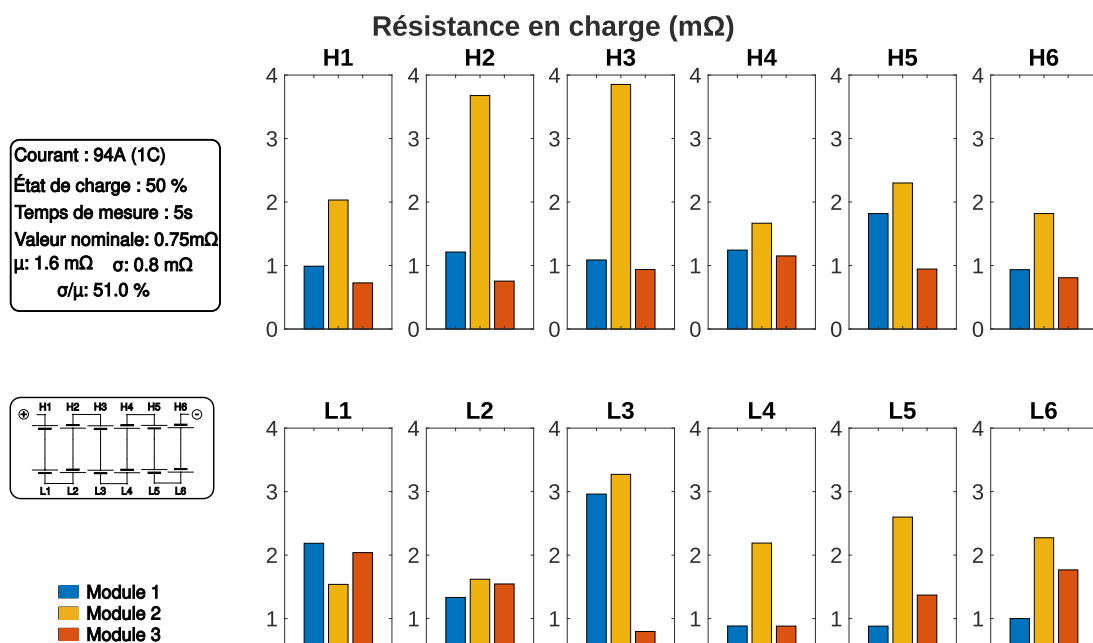


FIGURE 2.30 – Mesures de résistance en charge sur les trois modules.

Comme pour la capacité et le rendement, les mesures permettent de mettre en évidence le fait qu'il n'existe pas de position accélérant la dégradation de la résistance des cellules. Dans le module 3, la cellule H2 est par exemple particulièrement dégradée tandis que les cellules à cette position dans les modules 1 et 2 ont des performances comparables aux autres.

2.3.5 Positionnement par rapport à la littérature

Une analyse de la littérature scientifique présentant des résultats expérimentaux sur des batteries issues de véhicules a été réalisée pour positionner les mesures présentées dans ce paragraphe par rapport à la littérature existante.

L'étude s'appuie sur l'analyse de 51 articles scientifiques présentant des résultats expérimentaux sur la performance de batteries issues de véhicules électriques. Les résultats de 4 100 essais de mesures ont été compilés pour déterminer l'état de santé en capacité des batteries testées. La figure 2.31 présente la distribution de l'état de santé des batteries testées. Les mesures de cette thèse sont mises en avant par la ligne verticale bleue et la frange grise. La ligne représente la valeur moyenne des mesures de capacités obtenus sur les trois modules tandis que la frange permet de mettre en évidence la dispersion des éléments.

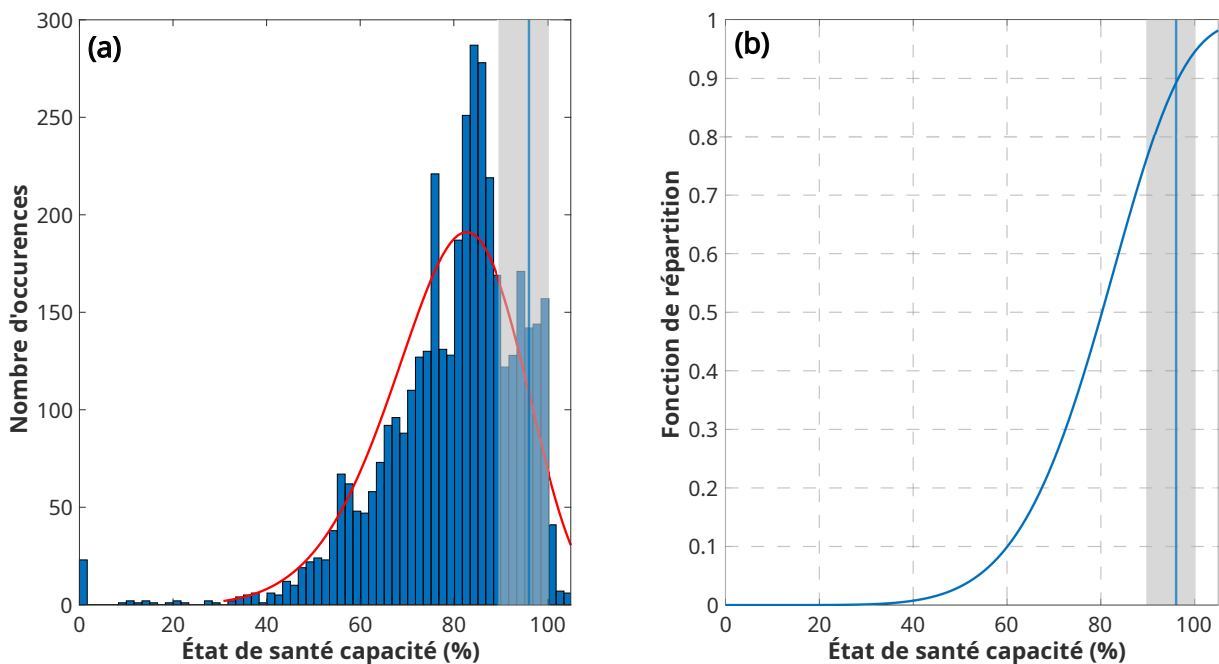


FIGURE 2.31 – Distribution de l'état de santé des batteries de seconde vie testées dans la littérature et des mesures de cette thèse. La zone grise présente la distribution des mesures et l'axe vertical bleu montre la valeur moyenne des mesures.

La figure (a) présente la distribution des états de santé mesurés pour des batteries en fin de vie automobile. Une loi de probabilité de Weibull a été utilisée pour représenter ces données. Une description mathématique de cette loi est disponible dans l'annexe B. Les paramètres de cette distribution sont le paramètre de forme k qui vaut 6,5 et le paramètre d'échelle λ qui est égal à 84,9.

La figure (b) présente la fonction de répartition de cette distribution. Cette courbe permet de visualiser la probabilité d'obtenir une valeur inférieure ou égale à un certain seuil. La courbe montre que le risque d'obtenir une batterie en fin de vie pour l'automobile avec un état de santé inférieur à 80 % est de 50 %.

L'une des contributions de cette thèse a donc été de montrer que le seuil d'état de santé de 70 ou 80 % qui est communément admis dans la littérature pour les batteries de seconde vie ne correspond pas vraiment à la réalité de leurs niveaux de performances. Il est ainsi préférable d'utiliser le terme de batterie de seconde vie pour les batteries ayant connu un changement d'usage et batteries fortement dégradées pour celles dont l'état de santé est inférieure à 80 %.

Les mesures présentées dans cette partie ainsi que l'analyse de la littérature ont permis de souligner l'importance de la dispersion des cellules dans une batterie de seconde vie. Le tableau 2.8 présente les résultats de dispersion issus de la littérature et de ce travail.

TABLEAU 2.8 – Principales études portant sur la dispersion de performances de cellules de seconde vie.

Référence	Cellule				1ère vie		Capacité		Résistance	
	Nombre	Chimie	Format	Cn	Usage	Durée	Méthode	kc (%)	Méthode	kr (%)
[Baumann 2018]	192	LMO/C	Prismatique	50	Véhicule électrique	?	CC_1 $CCV_{I < C/20}$	0,85	$R_{dc, SoC50}$	4,4
[Braco 2021]	32	LMO/C	Poche	66	Véhicule électrique	?	$CC_C/3$	2,5		
[Quinard 2019]	48	LMO-LNO/C	Poche	32,5	Véhicule électrique	?	$CC_C/3$	8,5		
[Schuster 2015]	954	NMC/C	18650	1,95	Véhicule électrique	3 ans	$CC_C/2$ $CCV_{I < C/10}$	2,25	EIS_{SoC50}	8,8
[Schuster 2015]	1908	NMC/C	18650	1,95	Véhicule électrique	3 ans	CC_1 $CCV_{I < C/20}$	1,9		
[Xu 2019]	48	LFP/C	Poche	20	Véhicule électrique	4 ans	$CC_C/3$	3,9	EIS	13,3
[Jiang 2017]	475	LFP/C	Prismatique	60	Véhicule électrique	3 ans	CC_1 C	3	$Rdc_{1C, 0.8}$	4,8
[Zhang 2020b]	176	LFP/C	18650	1,5	Véhicule électrique	2 ans	$CC_C/3$	4,6		
[Zhou 2020]	234	LFP/C	18650	1,55	Véhicule électrique	?	$CC_C/3$	6,4	$Rdc_{SoC30, C/3}$	9,6
Hassini	36	NMC/C	Prismatique	94	Véhicule électrique	3-5 ans	$CC_{1C, T25}$	2,4	$Rdc_{1C, 55, SoC50, T25}$	52,9

Ce tableau montre la diversité de batteries testées. Les équipes de recherche chinoises sont particulièrement actives sur la seconde vie des batteries. La popularité de la technologie Lithium-Fer-Phosphate chez les constructeurs chinois fait qu'un nombre important et croissant d'études portent sur cette technologie. Les expérimentations sur les batteries en fin de première vie portent essentiellement sur des batteries issues de véhicules électriques. L'absence de données concernant la première vie ne permet pas d'avoir un historique précis de l'utilisation de la batterie. À l'image de ce qui a été fait dans ce travail, les durées de vie dans le premier usage sont généralement estimées à partir de la date de production de la batterie. Les expérimentations sur les batteries consistent généralement en une mesure de capacité dont le but est d'évaluer la possibilité de réutiliser la batterie dans un nouvel usage.

La méthode utilisée pour mesurer la capacité varie en fonction des études, ce qui peut limiter la possibilité de comparer les mesures de capacité entre les travaux. L'utilisation de l'état de santé en capacité calculé par rapport à la capacité nominale de la batterie est toutefois courante. Une comparaison des états de santé des batteries est donc possible entre les études. La dispersion de l'état de santé en capacité entre les éléments testés est également particulièrement importante. Pour des cellules neuves, Rumpf *et al.* ont mesuré la dispersion des performances de 1 100 cellules. Ils ont mesuré une dispersion de 0,28 % pour la capacité et 0,72 % pour la résistance [Rumpf 2017]. Baumann *et al.* ont mesuré la dispersion de 164 cellules neuves et ont trouvé les mêmes ordres de grandeurs avec une variation de 0,35 % de la capacité et 0,92 % pour la résistance [Baumann 2018]. Les résultats présentés dans le tableau montrent une augmentation significative des dispersions pour des batteries vieillies. Dans la même étude, Baumann *et al.* ont mesuré une dispersion de capacité de 0,85 % et de 4,4 % pour la résistance de cellules vieillies. L'augmentation de la dispersion des résistances est particulièrement notable. Il est toutefois délicat de comparer les études entre elles puisque les méthodes expérimentales utilisées pour la mesure de résistance sont différentes et souvent décrites sommairement.

2.4 Caractérisation rapide de l'état de santé

Afin de garantir l'intérêt économique de la réutilisation des batteries, la mise en place d'une méthodologie de caractérisation rapide et économique est nécessaire. Dans ce paragraphe, plusieurs méthodes vont être étudiées. Une attention particulière est portée à la mesure de capacité. Comme le chapitre 4 le présentera, les contraintes de performance posées par le partenaire industriel de la thèse ont permis de restreindre le périmètre de l'étude à une analyse de la capacité comme seul indicateur pour la sélection des batteries réutilisables. Le tableau 2.1 montre que cette restriction du champ de l'étude est commune dans les études portant sur la seconde vie des batteries.

2.4.1 Influence de la position sur la performance

Une première approche pour obtenir une méthode de caractérisation de l'état de santé consiste à identifier les positions de cellules pouvant être critiques au sein d'un module. Dans le cas où la position d'une cellule dans le module influencerait fortement sa performance, il serait possible de réduire le temps de caractérisation de la batterie en se focalisant sur la cellule à la position la plus défavorable. Dans la partie précédente, les graphiques ont suggéré qu'il n'existe pas de telle position. Cette étude vise à confirmer ou infirmer cette observation à l'aide d'une étude statistique.

Pour atteindre cet objectif, l'analyse de la relation entre la position d'une cellule dans un module avec son niveau de performance est utilisée. Pour cette étude, la méthode dite ANOVA (de l'anglais *ANalysis Of VAriance*) est utilisée. Elle permet d'expliquer l'influence d'une variable catégorielle (qualitative) appelée facteur sur une variable numérique (quantitative), la variable d'intérêt. Pour cette étude, le facteur étudié est la position et la variable d'intérêt est la capacité. Cette méthode permet de tester les hypothèses suivantes :

- Hypothèse nulle (H_0) : le facteur n'a pas d'influence sur la variable d'intérêt, i.e. pas de différence statistique entre les moyennes des différents niveaux.
- Hypothèse alternative (H_1) : le facteur a une influence sur la variable d'intérêt, i.e. pour au moins un niveau, la moyenne est statistiquement différente des autres moyennes.

Pour que les résultats de cette méthode soient valides, les conditions suivantes doivent être remplies :

- Normalité des mesures de chaque groupe : les données au sein des groupes doivent être distribuées normalement.
- Indépendance des mesures : les mesures doivent être indépendantes, c'est-à-dire que la valeur mesurée d'un groupe ne doit pas être influencée par la valeur mesurée d'un autre groupe.
- Homoscédasticité de chaque groupe : les variances des groupes doivent être approximativement égales.

Pour décrire la méthode de vérification des hypothèses, les cellules ont été regroupées en fonction de leurs modules d'appartenance. Trois groupes ont donc été définis.

Pour vérifier l'hypothèse de normalité des groupes, un diagramme quantile-quantile est utilisé comme outil graphique. Ce graphique permet de comparer la position de différents quantiles dans une population observée avec leurs positions dans une loi gaussienne réduite. Si les points expérimentaux sont alignés sur une droite, la distribution observée suit une loi normale. La figure 2.32 présente le diagramme quantile-quantile pour les mesures de capacités de l'étude.

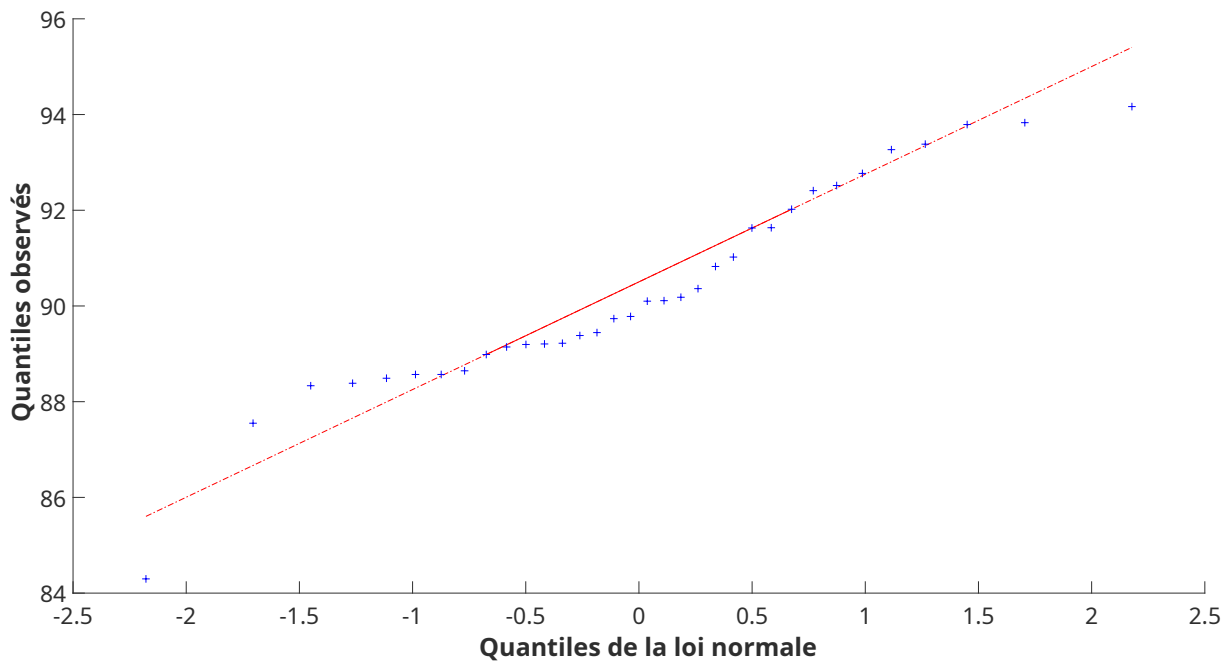


FIGURE 2.32 – Diagramme quantile-quantile des mesures de capacité

La figure montre que l'alignement des points est convenable puisque seulement quatre points, positionnés en queue de distribution, s'écartent de la droite. L'hypothèse d'indépendance des mesures peut être vérifiée grâce à la notion de résidus, autrement dit d'écarts à la moyenne des différentes mesures. La figure 2.33 présente les valeurs des résidus pour les différentes mesures de capacité.

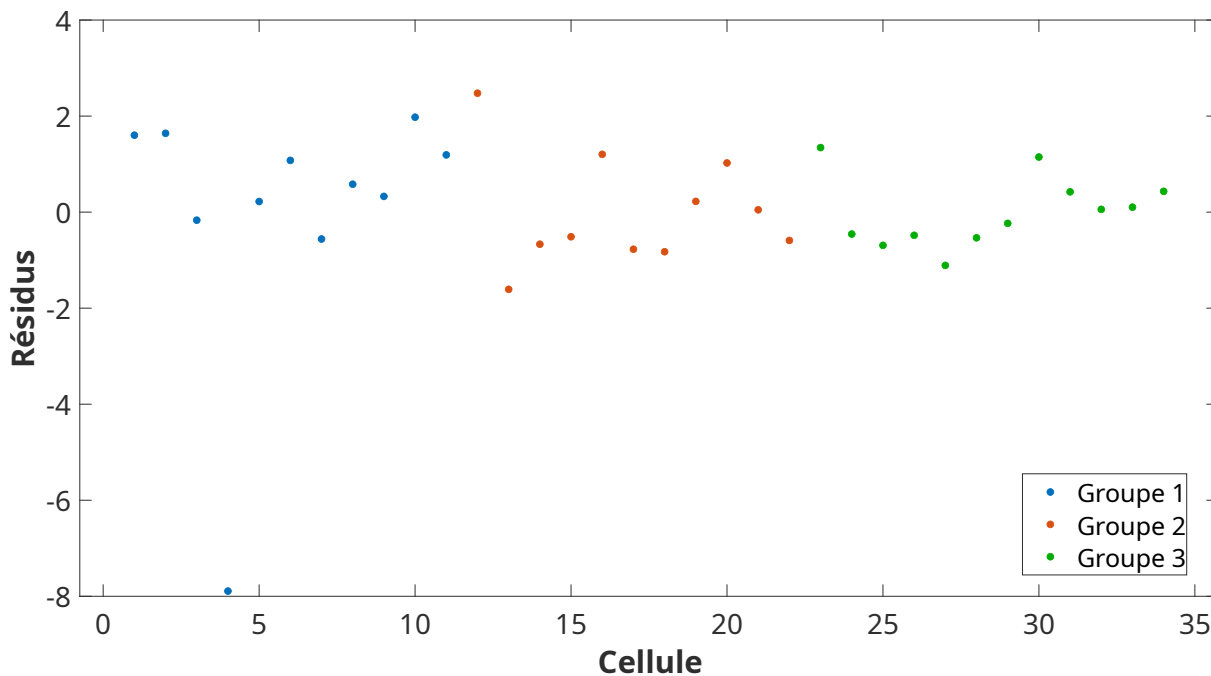


FIGURE 2.33 – Valeurs des résidus pour les différentes mesures

Des mesures peuvent être considérées comme indépendantes lorsqu'aucune tendance ne se dégage dans le tracé des résidus. Cette figure montre que c'est le cas pour ces mesures. Les résidus de chaque groupe se trouvent principalement sur l'ensemble de l'intervalle $[-2, 2]$ sans qu'une tendance de répartition puisse être observée. Pour pouvoir affirmer que les mesures sont indépendantes, une étude de l'autocorrélation doit être faite. La figure de retard permet de vérifier cela. Elle présente en abscisse les résidus et en ordonnées les résidus décalés de 1. Si le nuage de points fait apparaître une tendance d'orientation, la série n'est pas considérée indépendante. La figure 2.34 présente le retard des mesures de capacité réalisées sur les trois groupes.

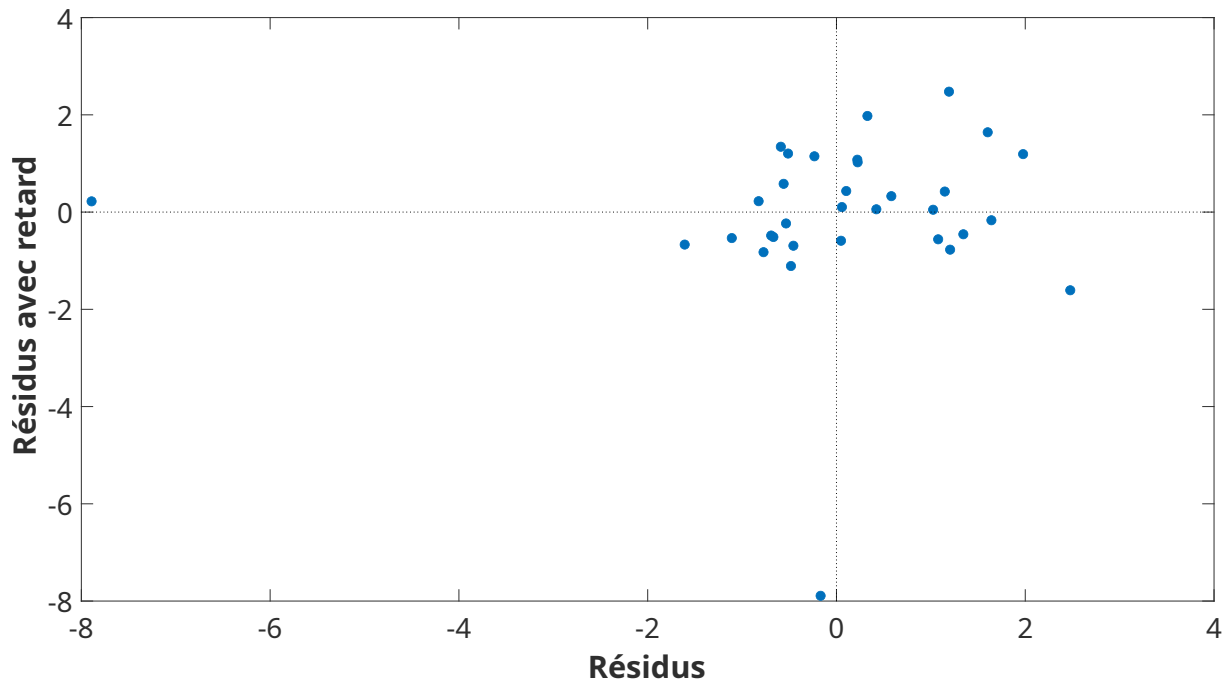


FIGURE 2.34 – Graphique de retard des mesures de capacité

Aucune tendance n'est observée, les mesures peuvent donc être considérées comme indépendantes.

Finalement, la condition d'homoscédasticité des données peut également être vérifiée à l'aide d'un outil visuel. Le tracé des mesures en ordonnée par rapport aux résidus en abscisse permet de vérifier l'homogénéité de la variance dans les groupes. Une dispersion homogène des points au sein des groupes signifie que les variances des données sont quasiment égales. Lorsque la dispersion n'est pas homogène, il est possible de réduire les données pour trouver une variance égale à 1 dans les groupes. Réduire une variable consiste à diviser toutes ses valeurs par son écart-type. La figure 2.35 présente la répartition des résidus par rapport à 0 avant et après la réduction.

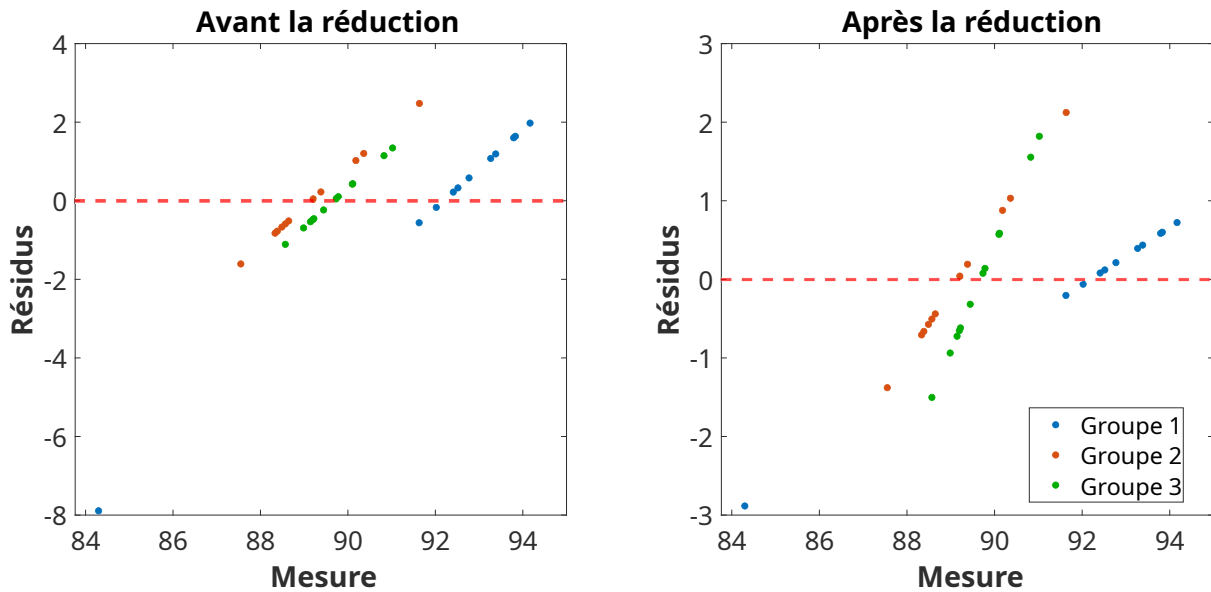


FIGURE 2.35 – Graphique de retard des mesures de capacité

L'utilisation du jeu de données réduit permet donc de remplir l'ensemble des conditions nécessaires à l'utilisation de la méthode ANOVA. La conclusion de l'ANOVA se formule à partir de la valeur-p (en anglais *probability value* ou *p-value*). Cette valeur décrit le risque d'obtenir une mesure respectant l'hypothèse nulle. Par convention, le seuil de risque est fixé à 5 %. Si la valeur de p est inférieure à 5 %, l'hypothèse nulle est rejetée. Il est possible de conclure que le facteur étudié a une influence sur la variable d'intérêt. Inversement, si la valeur de p est supérieure à 5 %, l'hypothèse nulle (H_0) n'est pas rejetée : le facteur n'a pas d'influence sur la variable d'intérêt.

Par cette méthode, les conditions d'utilisation de l'ANOVA ont pu être vérifiées. La définition d'un groupe par module ne présente par contre que peu d'intérêt. L'ANOVA a plutôt été menée en étudiant les groupes de positions présentés sur l'image 2.36.

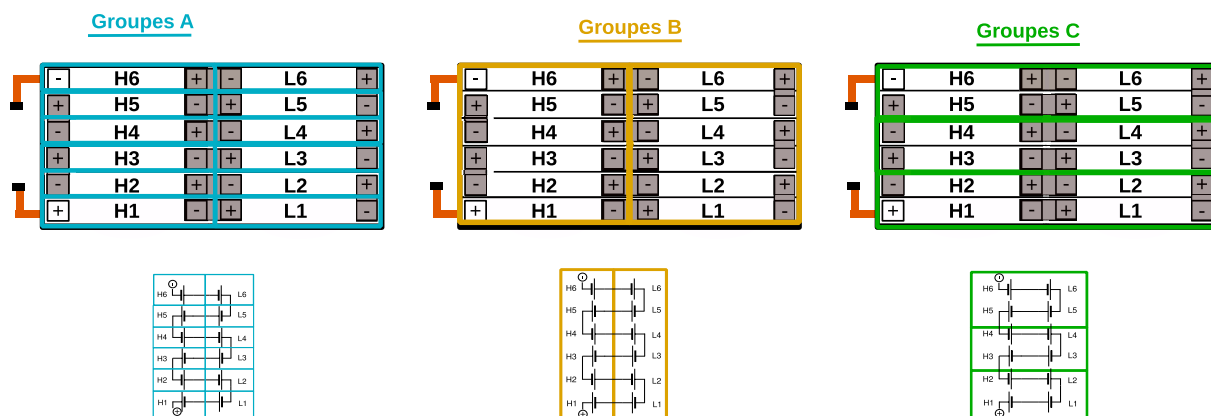


FIGURE 2.36 – Regroupement de cellules étudiées dans l'ANOVA.

La configuration A permet d'étudier l'influence de la position en définissant un groupe par position de cellule. En utilisant les 3 modules, 12 groupes de 3 mesures chacun peuvent être définis. Le tableau 2.9 présente les moyennes des capacités pour chaque groupe.

TABLEAU 2.9 – Moyennes des capacités pour les différents groupes de la configuration A. Les groupes sont nommés en fonction de la position des cellules.

H1	H2	H3	H4	H5	H6
92,1	90,0	90,1	89,9	87,2	90,6
L1	L2	L3	L4	L5	L6
90,4	90,3	90,7	90,8	91,0	90,7

La configuration B permet d'étudier l'influence de la position en définissant deux groupes selon une coupe longitudinale. Dans un véhicule, les cellules dont le nom commence par H se trouvent sur l'axe central du véhicule. Tandis que les cellules dont le nom commence par L, sont situées sur l'extérieur du pack batterie. En utilisant les 3 modules, 2 groupes de 18 mesures chacun peuvent être définis. Le tableau 2.10 présente les moyennes des capacités pour chaque groupe.

TABLEAU 2.10 – Moyennes des capacités pour les différents groupes de la configuration B. Les groupes sont nommés en fonction de la position des cellules.

H	L
90,0	90,6

La configuration C permet d'étudier l'influence de la position en définissant des groupes selon la proximité des cellules dans le module. Le tableau 2.11 présente les moyennes des capacités pour chaque groupe.

TABLEAU 2.11 – Moyennes des capacités pour les différents groupes de la configuration C. Les groupes sont nommés en fonction de la position des cellules.

L1-H1-L2-H2	L3-H3-L4-H4	L5-H5-L6-H6
90,7	90,4	89,9

Pour étudier l'influence de la position des cellules sur leurs capacités, la fonction Matlab 'anovan' a été utilisée. Le tableau 2.12 présente les valeurs de p obtenues pour les différentes analyses.

TABLEAU 2.12 – Résultats de l'ANOVA pour les différents groupes.

	Groupes A	Groupes B	Groupes C
Valeur de p	0,62	0,37	0,67

Dans toutes les configurations de groupes, la valeur de p est supérieure à 0,05. Les données mesurées ne permettent pas de rejeter l'hypothèse nulle. Il semblerait donc que le facteur n'influence pas la variable d'intérêt, autrement dit que la position des cellules n'influence pas la mesure de leur capacité. Ce résultat est cohérent avec les observations qu'ont fait Schuster *et al.* sur 2 392 cellules [Schuster 2015]. Dans leur étude, aucune analyse statistique sur l'influence de la position n'a été réalisée. Les conclusions sont issues d'observations.

Le résultat obtenu suggère que la position des cellules dans un assemblage influence relativement peu leurs performances. Cette observation doit néanmoins être considérée avec précaution. Cette étude statistique permet de dégager une tendance mais elle ne permet en aucun cas d'affirmer et de conclure que la position n'influence pas les mesures de performance. La taille de l'échantillon de mesures est relativement réduite. Pour renforcer cette étude, de nouvelles expérimentations sont nécessaires. La difficulté d'obtenir des batteries vieillies en usage réel et le coût des expérimentations limitent toutefois la possibilité de mettre en place de tels essais. La mise en place de campagnes d'expérimentations communes dans le cadre de projet associant équipes académiques et industriels tels que MOBICUS ou COMUTES² peut permettre de lever ces verrous [Ben-Marzouk 2016, Mathieu 2017].

2.4.2 Corrélation entre les grandeurs caractéristiques

L'objectif d'une étude de caractérisation rapide est d'obtenir une information sur l'état de santé de la batterie. La finalité étant de sélectionner les batteries éligibles à une seconde vie. Idéalement, l'indicateur de performance mesuré doit être une signature des phénomènes électrochimiques de dégradation ayant lieu au sein de la batterie. Sa mesure doit être possible avec du matériel expérimental peu coûteux et nécessitant peu de formation des expérimentateurs. Il est également souhaitable que l'analyse des données soit simple et générique pour différentes technologies de batteries. La figure 2.37 présente une comparaison des méthodes de caractérisation les plus populaires.

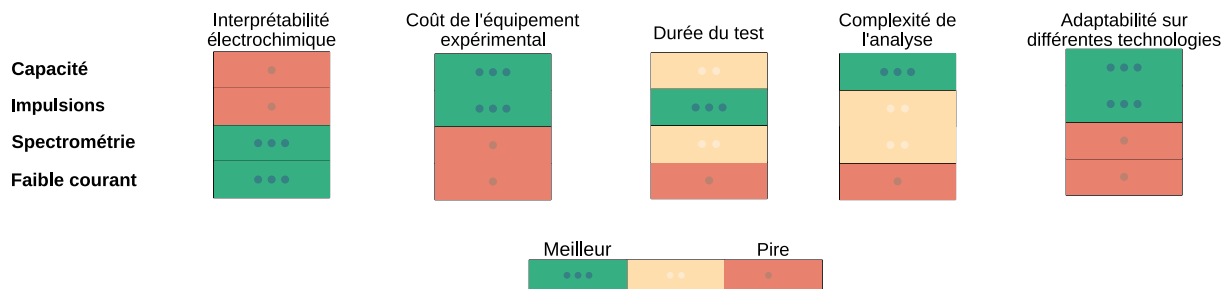


FIGURE 2.37 – Comparaison des méthodes de caractérisation des batteries lithium-ion.

Cette image montre que le choix de la technique de la caractérisation doit faire l'objet d'un compromis entre d'une part la possibilité d'interpréter les mécanismes physiques et d'autre part le coût et la durée de l'expérimentation. Les méthodes de caractérisation à faible courant et par spectrométrie d'impédance sont les plus adaptées pour obtenir des informations sur les mécanismes électrochimiques ayant lieu au sein de la batterie. Néanmoins pour garantir la fiabilité des données produites et de leurs interprétations, ces techniques doivent être mises en place sur de longues périodes de temps et requièrent des équipements coûteux ainsi que du personnel formé à la production et l'analyse de données. Si ces méthodes sont pertinentes pour le diagnostic en laboratoire, elles semblent peu judicieuses dans un contexte industriel pour prendre une décision rapide sur l'éligibilité d'une batterie à la seconde vie. Les mesures de capacité et de la résistance par impulsions sont les deux techniques communément utilisées pour caractériser une batterie en quelques minutes.

Afin de réduire le temps de caractérisation, une approche peut consister à étudier la corrélation entre différentes grandeurs caractéristiques des batteries testées. Dans ce paragraphe, la méthodologie de caractérisation rapide étudiée s'appuie sur la définition d'indicateurs expérimentaux en lien avec la capacité pouvant être mesurés rapidement et fortement corrélés à l'état de santé de la batterie.

L'analyse statistique de corrélation entre des variables est utile pour évaluer leur degré de liaison. Un coefficient de corrélation permet d'exprimer par un chiffre variant entre -1 et 1 le degré de liaisons de variables quantitatives. Une corrélation est positive lorsque les deux variables évoluent dans le même sens, elle sera forte si le coefficient est proche de +1. Inversement, une corrélation négative indique que les variables évoluent en sens contraire. Une corrélation proche de 0 indique qu'il n'existe pas de relation linéaire entre l'évolution des deux variables [Barré 2014]. Une description mathématique de cette notion est présentée dans l'annexe B.

Dans le cadre de l'étude des batteries, une corrélation forte entre la capacité et la résistance pourrait permettre de développer une relation mathématique pour estimer les deux grandeurs à partir d'une seule mesure. La figure 2.38 présente les coefficients de corrélation de Pearson pour les différentes grandeurs mesurées sur les trois modules.

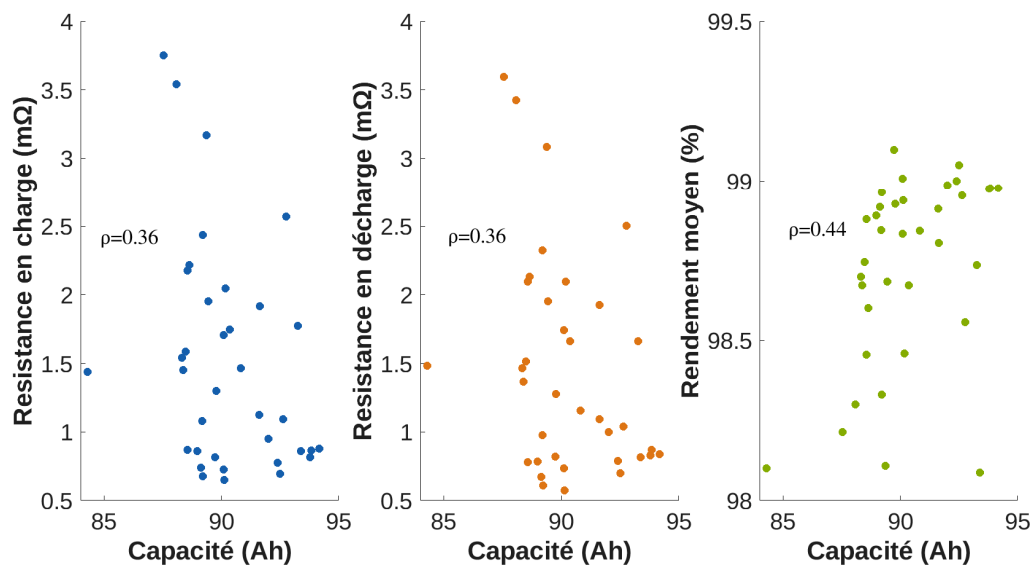


FIGURE 2.38 – Évaluation de la corrélation entre les variables.

La figure présente les jeux des données ainsi que les coefficients de Pearson de corrélation. Les niveaux de corrélations sont respectivement de 0,36 entre les résistances et la capacité et de 0,44 entre le rendement et la capacité. L'utilisation de la corrélation de Spearman donne les mêmes ordres de grandeur avec des corrélations de 0,27 pour la résistance en décharge, 0,31 pour la résistance en charge et 0,44 pour le rendement. Ces niveaux de corrélations sont compris entre 0,3 et 0,5. Il est donc possible de conclure qu'aucune corrélation forte n'apparaît entre ces grandeurs. En d'autres termes, une capacité élevée n'implique pas spécialement une faible résistance ou un haut rendement et vice versa. Ce résultat est en accord avec de précédents travaux [Jiang 2017, Wang 2023].

2.4.3 Procédure de détermination et sélection d'indicateurs rapides

Le paragraphe précédent n'a pas permis de montrer une forte corrélation entre les grandeurs caractéristiques des batteries testées ne sont pas fortement corrélées à la capacité. Cette partie explore la possibilité de définir d'autres indicateurs dont la mesure est rapide et la corrélation à l'état de santé en capacité est forte. L'état de santé en capacité est l'indicateur de référence. Il est défini comme le quotient entre la capacité mesurée en décharge à un courant constant de -94 A (-1C) et la capacité mesurée dans les mêmes conditions au début de sa vie.

La méthode utilisée s'appuie sur l'historique de la batterie. Les données obtenues au cours d'une campagne de vieillissement décrite dans le chapitre 3 sont utilisées. L'objectif est d'obtenir l'évolution des valeurs de plusieurs indicateurs pouvant être mesurés en quelques minutes à différents niveaux de dégradation de la batterie. La méthodologie employée s'appuie sur deux phases. Dans un premier temps, une diversité d'indicateurs sont mesurés à différents états de santé de la batterie. Les indicateurs pouvant être mesurés rapidement et avec la meilleure corrélation à l'état de santé sont sélectionnés. Dans une deuxième phase, ces indicateurs sont mesurés dans un test de caractérisation rapide.

La première phase de la méthode consiste à déterminer les meilleurs indicateurs rapides de vieillissement. La collecte de ces indicateurs est réalisée en cinq étapes.

L'étape 1.1 consiste à collecter des données de vieillissement avec des mesures réalisées dans les mêmes conditions expérimentales à différents états de santé. Pour cette étude, les mesures de caractérisation réalisées à 25 °C sur trois cellules au cours d'une campagne de vieillissement à 40 °C sont exploitées. Les mesures utilisées sont décrites en détail dans le chapitre 3 de ce manuscrit. Cette méthode s'appuie donc sur deux hypothèses. D'abord, il est nécessaire d'avoir à disposition des données expérimentales mesurées dans des conditions comparables et à différents états de vieillissement de la batterie. D'autre part, il est nécessaire de pouvoir recréer ces conditions expérimentales pour la mesure des indicateurs rapides. Pour pouvoir appliquer cette méthode dans un contexte industriel, il est donc nécessaire d'obtenir l'historique d'utilisation de quelques batteries. Les conditions de températures et de sollicitation dans l'usage réel doivent également pouvoir être approchées au cours de la deuxième phase de la méthode qui consiste à mesurer l'indicateur rapide.

L'étape 1.2 de la méthode consiste à collecter un grand nombre d'indicateurs potentiels de l'état de santé. Dans cette étude, 310 indicateurs ont été évalués après avoir été sélectionnés selon plusieurs critères. La mesure et l'analyse d'un indicateur doivent être possible dans un temps de l'ordre de la dizaine de minutes pour une cellule. Ces critères ont ainsi conduit à une restriction du champ de l'étude aux charges et décharges partielles. Pour ces indicateurs, les plages de tension de 20 mV, 40 mV, 80 mV, 150 mV, 200 mV, 300 mV, 400 mV et 450 mV ont été étudiées en accord avec les recommandations des études de sensibilité déjà publiées dans l'abondante littérature sur les charges et décharges partielles [Schultz 2019, Feng 2019, Deng 2021]. La capacité chargée et déchargée au cours des phases à courant constant et à tension constante ont également été intégrées. Le tableau 2.13 synthétise les différents indicateurs utilisés pour cette étude.

TABLEAU 2.13 – Quantité d'indicateurs étudiés selon leur type

Type d'indicateur	Quantité d'indicateurs mesurés en charge	Quantité d'indicateurs mesurés en décharge
Charge partielle $\Delta U = 20 \text{ mV}$	72	72
Charge partielle $\Delta U = 40 \text{ mV}$	36	36
Charge partielle $\Delta U = 80 \text{ mV}$	18	18
Charge partielle $\Delta U = 150 \text{ mV}$	9	9
Charge partielle $\Delta U = 200 \text{ mV}$	7	7
Charge partielle $\Delta U = 300 \text{ mV}$	4	4
Charge partielle $\Delta U = 400 \text{ mV}$	3	3
Charge partielle $\Delta U = 450 \text{ mV}$	3	3
Capacité et cinétique de la phase CC	2	2
Capacité et cinétique de la phase CV	2	2

Dans l'étape 1.3, la corrélation linéaire entre la valeur de l'indicateur rapide et l'état de santé est calculée. Cette mesure associée à la durée nécessaire pour obtenir l'indicateur permet de calculer un score pour chaque indicateur selon l'équation 2.11.

$$\text{score} = R^2 * \frac{\tau_Q}{\tau} \quad (2.11)$$

avec

- R^2 : la corrélation à l'état de santé, sans unité,
- τ_Q : la durée de la mesure de la capacité en minutes,
- τ : la durée de la mesure de l'indicateur en minutes.

La durée de la mesure est définie comme le temps de charge ou de décharge nécessaire pour obtenir l'indicateur en prenant l'hypothèse que la batterie est initialement à un état de charge de 50 %. Afin d'obtenir un score compris entre 0 et 1, la durée de la mesure de l'indicateur est normalisée par rapport à celle nécessaire pour mesurer la capacité complète.

L'étape 1.4 consiste à éliminer les indicateurs dont la corrélation est inférieure à 0,8. Uniquement, les indicateurs avec une corrélation forte sont conservés et classés en fonction de leur score. Le tableau 2.14 présente les trois indicateurs ayant obtenu les scores les plus élevés ainsi que deux autres indicateurs peu performants. L'indicateur Q_{CC} a une corrélation forte à l'état de santé par contre sa mesure est lente tandis que la mesure $Q_{[3V-3,3V]}$ est rapide mais peu corrélée à l'état de santé.

TABLEAU 2.14 – Liste des meilleurs indicateurs pour la caractérisation rapide.

Indicateur	ΔV (mV)	Corrélation	Temps de mesure (min)	Score
$Q_{[2,91V-2,87V]}$	40	0,93	18	9,3
$Q_{[2,75V-2,71V]}$	40	0,92	20	8,3
$Q_{[3,15V-2,7V]}$	450	0,92	22	7,6
		...		
Q_{CC}		0,95	120	1,4
$Q_{[3V-3,3V]}$	300	0,04	19	0,4

Dans l'étape 1.5, les relations linéaires entre l'état de santé et la valeur de l'indicateur sont comparées pour les différentes cellules étudiées. La figure 2.39 présente l'évolution des trois meilleurs indicateurs en fonction de l'état de santé.

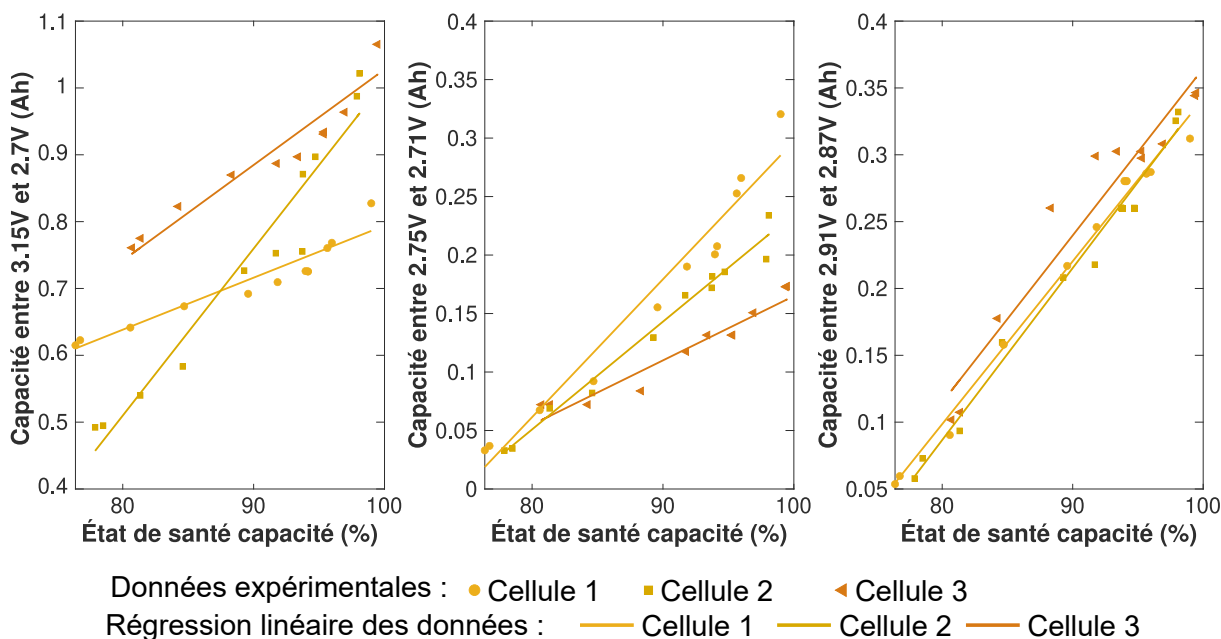


FIGURE 2.39 – Évolution des meilleurs indicateurs rapides en fonction de l'état de santé.

Ce graphique présente les données expérimentales mesurées sur les trois cellules étudiées. Les régressions linéaires de ces données sont tracées pour chaque cellule. Une régression linéaire permet de décrire l'évolution d'une variable à partir de la fonction linéaire d'une variable explicative. Dans le cadre de cette étude, un indicateur de caractérisation rapide peut être décrit par la relation 2.12.

$$I_Q = a * SoH + b \quad (2.12)$$

avec

- I_Q : l'indicateur de caractérisation rapide utilisé pour la capacité en ampèreheure,
- a : la pente de la régression linéaire en ampèreheure par %,
- SoH : l'état de santé capacité de la batterie en %,
- b : l'ordonnée à l'origine de la régression linéaire en ampèreheure.

Comme le montre le tableau 2.15, les pentes et les ordonnées à l'origine varient beaucoup en fonction de la cellule étudiée.

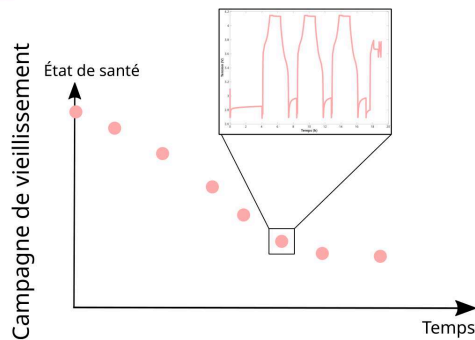
TABLEAU 2.15 – Variation des pentes et ordonnées origines en fonction des cellules pour les meilleurs indicateurs.

	$Q_{[3,15V-2,7V]}$		$Q_{[2,75V-2,71V]}$		$Q_{[2,91V-2,87V]}$	
	a	b	a	b	a	b
Cellule 1	0,71	-0,59	1,05	-0,59	1,06	-0,56
Cellule 2	1,32	-0,17	0,51	-0,29	1,15	-0,69
Cellule 3	2,4	-1,12	0,86	-0,54	1,21	-0,74
Variation	191 %	84 %	67 %	63 %	13 %	27 %

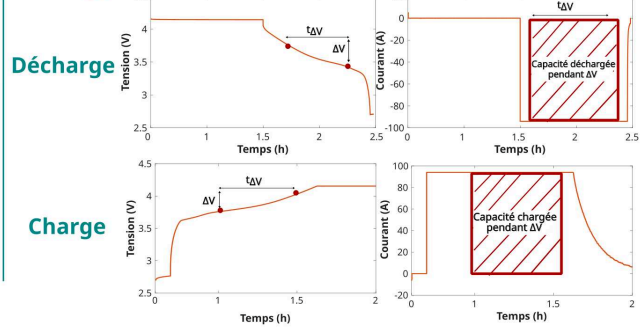
La mesure de la capacité entre 2,91V et 2,87V est l'indicateur retenu puisque sa variation intercellule est plus faible. Cette observation de la variabilité intercellule justifie le fait d'évaluer la robustesse des indicateurs en testant plusieurs cellules. Pour améliorer le choix des indicateurs, il serait souhaitable d'utiliser un plus grand jeu de données produites dans les mêmes conditions expérimentales. L'évaluation de la sensibilité des indicateurs à la température est également souhaitable. Pour ce travail, les cellules vieilles à 0 °C ont été exclues de l'étude puisque le nombre de cellules testées est trop limité pour pouvoir réaliser cette étude de sensibilité à la température. La figure 2.40 synthétise la méthodologie employée pour définir la procédure de caractérisation rapide.

① Détermination des meilleurs indicateurs

1.1 Étude de vieillissement



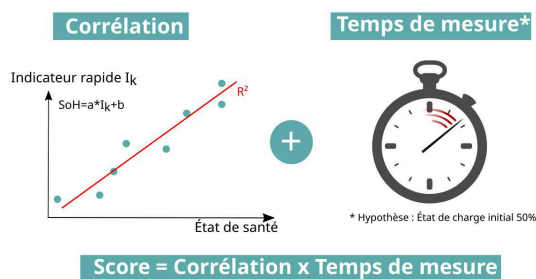
1.2 Collecte des indicateurs rapides



Quantité d'indicateurs étudiés selon leur type

Type d'indicateur	En charge	En décharge	Type d'indicateur	En charge	En décharge
Charge partielle ΔU=20 mV	72	72	Charge partielle ΔU=200 mV	7	7
Charge partielle ΔU=40 mV	36	36	Charge partielle ΔU=300 mV	4	4
Charge partielle ΔU=80 mV	18	18	Charge partielle ΔU=400 mV	3	3
Charge partielle ΔU=150 mV	9	9	Charge partielle ΔU=450 mV	3	3
Capacité et cinétique de la phase CC	2	2	Capacité et cinétique de la phase CV	2	2

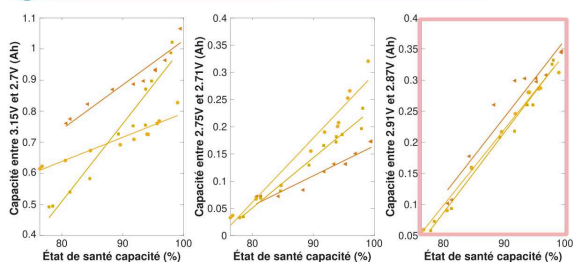
1.3 Calcul d'un score pour chaque indicateur



1.4 Sélection des meilleurs indicateurs

Indicateur	Corrélation R ²	Temps de mesure	Score
Q _[3,15V-2,7V]	0,92	22 min	7,6
Q _[2,75V-2,71V]	0,92	20 min	8,3
Q _[2,91V-2,87V]	0,93	18 min	9,3

1.5 Validation du choix sur plusieurs cellules



L'indicateur retenu est celui dont la relation au SoH varie le moins sur plusieurs cellules

② Procédure expérimentale de caractérisation rapide

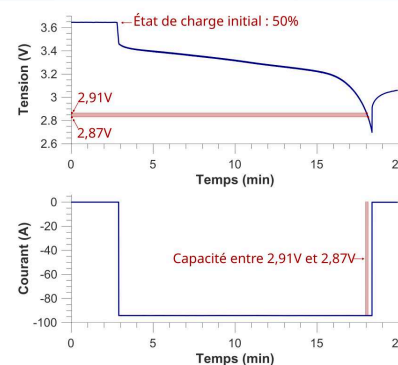


FIGURE 2.40 – Illustration de la méthode employée pour la caractérisation rapide.

2.4.4 Procédure expérimentale de caractérisation rapide

Au cours de la seconde phase de la méthode, l'indicateur rapide défini au cours de la première phase est mesuré et comparé à une mesure de référence.

La référence est mesurée à 25 °C d'après la méthode décrite sur la figure 2.9. La mesure de caractérisation rapide est réalisée 30 minutes plus tard après avoir mis la cellule à un état de charge de 50 %. Cette valeur a été choisie parce que lorsque des batteries doivent être transportées, elles sont généralement stockées à un état de charge compris entre 30 et 70 % [Barai 2017].

La mesure de la capacité entre 2,91 V et 2,87 V est réalisée en déchargeant la batterie à 25°C à un régime de courant de -1 C. La figure 2.41 présente l'évolution de la tension et du courant au cours de ce test.

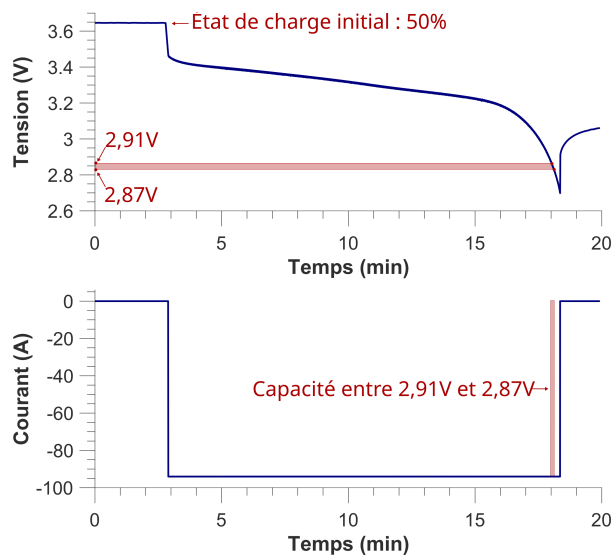


FIGURE 2.41 – Test pour la mesure de l'indicateur rapide de l'état de santé.

Finalement, l'état de santé est estimé en adaptant l'équation 2.12. L'état de santé est obtenu d'après l'équation 2.13.

$$SoH = \frac{I_Q - b_{moy}}{a_{moy}} \quad (2.13)$$

avec

- SoH : l'état de santé capacité de la batterie, sans unité,
- I_Q : l'indicateur de caractérisation rapide utilisé pour la capacité en ampèreheure,
- a_{moy} : la pente moyenne des régressions linéaires en 1/ampèreheure,
- b_{moy} : l'ordonnée à l'origine moyenne des régressions linéaires en ampèreheure.

Dans cette équation, a_{moy} et b_{moy} sont obtenus respectivement en calculant la moyenne des pentes et des ordonnées à l'origine des régressions linéaires obtenues pour chaque cellule. Pour valider la précision de cet indicateur, la procédure a été réalisée sur deux cellules SAMSUNG 94 Ah. La cellule 4 a été sélectionnée aléatoirement parmi les cellules peu utilisées durant la thèse. Tandis que la cellule 5 a été vieillie au cours de la campagne à 0 °C. Le tableau 2.16 présente l'erreur de mesure faite sur l'estimation de l'état de santé.

TABLEAU 2.16 – Évaluation de l’erreur entre la caractérisation de référence et la caractérisation rapide.

	a_{moy}	b_{moy}	$Q_{[2,91\text{V}-2,87\text{V}]}$	SoH estimé	SoH réel	Erreur	Temps de mesure
Cellule 4	1,14	-0,66	0,418	94,5	93,4	1 %	20 min
Cellule 5	1,14	-0,66	0,145	70,6	74,4	4 %	19 min

Le niveau de précision obtenu est relativement bon puisque même pour la cellule vieillie à 0 °C l’erreur est de 5 %. Ce résultat permet de valider la pertinence de la méthodologie proposée. Il convient néanmoins de rester prudent sur ce résultat puisque des recherches complémentaires seraient souhaitables pour pouvoir assurer une bonne qualité des résultats dans un milieu industriel. Dans ce travail, trois cellules vieillies à 40 °C ont été utilisées. Une perspective importante serait d’utiliser une base de données de vieillissement plus fournie. Des analyses de sensibilité à la température et à la technologie de la batterie seraient également judicieuses.

L’une des limites de cette méthode est qu’elle repose sur la connaissance de l’évolution d’indicateurs au cours du vieillissement. Une connaissance de l’historique d’au moins quelques batteries est donc nécessaire. Cette méthode n’est pas adaptée pour la sélection de cellules dont on ne connaît pas le vieillissement au cours de la première vie. La possibilité de mettre en place une caractérisation fiable, rapide et économique dans une telle situation reste encore à démontrer.

Malgré ces limites, la possibilité d’utiliser cette méthode de caractérisation rapide pour l’étude d’assemblages ou la définition d’indicateurs de suivi de la performance en ligne offre des perspectives intéressantes.

L’utilisation de cette méthode de caractérisation est possible pour la définition d’indicateurs de suivi en ligne des performances de la batterie. Les indicateurs devront par contre être filtrés en fonction de l’usage visé. Par exemple, l’indicateur de capacité obtenu dans cette partie est peu pertinent pour du suivi en ligne. En pratique, les batteries sont peu utilisées entre 2,91 V et 2,87 V . Par contre, l’utilisation de charges partielles permet d’envisager la mise en place de cette méthode sur un assemblage de cellule. Dans cette configuration, il convient toutefois de considérer la dispersion de tension entre les cellules. Pour des cellules très hétérogènes, la mise en place d’une charge partielle entre deux bornes de tension peut être délicate.

La méthode décrite dans cette partie présente l’avantage de gagner en fiabilité avec l’augmentation du nombre de mesures réalisées. Dans un contexte industriel, le suivi de plusieurs centaines de batteries pourrait être envisagé en réalisant la première phase de cette méthode sur un échantillon restreint de batteries. La phase 2 serait ensuite appliquée au reste des batteries.

2.5 Conclusions et perspectives

Ce chapitre portant sur la caractérisation des batteries en fin de vie pour l'automobile a permis de montrer l'importance de ce verrou pour assurer la viabilité du réemploi des batteries.

Les deux premiers paragraphes ont présentés l'état de l'art et les objectifs qui ont guidé l'étude. Les méthodes de caractérisation les plus populaires ont été présentées.

Le troisième paragraphe a présenté les méthodes expérimentales utilisées. Les résultats de caractérisation d'une cellule ont été présentés en indiquant la sensibilité des résultats aux conditions expérimentales. La performance de cellules neuves a été comparée avec des cellules issues de véhicules électriques. Les résultats expérimentaux ont permis de montrer qu'une batterie en fin de vie pour l'automobile pouvait avoir un haut niveau de performance. Le terme "seconde vie" devrait être utilisé pour les changements d'usages tandis que le terme "fortement dégradée" devrait être utilisé pour les batteries ayant un état de santé inférieur à 80 %.

Une étude sur la performance de modules a permis de montrer la dispersion des performances des cellules au sein d'un module mais aussi entre les modules. La dispersion de performance a été identifiée comme un enjeu particulièrement critique. L'analyse de la littérature et les résultats présentés dans cette thèse ont permis de montrer que la dispersion dans une batterie vieillie peut être significative. L'analyse de la littérature sur la caractérisation des batteries en fin de vie automobiles a également montré un résultat important sur le seuil de fin de vie pour l'automobile. Le seuil communément admis de 20 à 30 % de perte de capacité pour les batteries en fin de vie pour l'automobile a été remis en cause. À ce jour, la littérature montre que l'état de santé de ces batteries suit une distribution de Weibull et peut être particulièrement élevé. Ce résultat justifie donc l'étude de leurs réemplois. Les résultats expérimentaux présentés dans ce chapitre renforcent cette observation.

Le quatrième paragraphe du chapitre a porté sur la caractérisation rapide de l'état de santé. La corrélation entre la position des cellules dans un module et leurs performances a été évaluée. Les résultats obtenus suggèrent que la position de la cellule dans le module influence peu sa performance. Une étude de corrélation entre la capacité, le rendement et les résistances n'a pas non plus permis de montrer de corrélation forte. Finalement, une méthode de détermination et de sélection d'indicateurs rapides de l'état de santé a été présentée. Les résultats obtenus sont encourageants et permettent de montrer qu'une caractérisation rapide de l'état de santé des batteries en fin de première vie est possible.

Les travaux présentés pourraient être enrichis en mettant en place des essais comparables sur d'autres technologies de batteries neuves ou usagées. Les conséquences d'une définition de la fin de vie des batteries par une distribution de probabilité basée sur l'expérience plutôt que par un seuil fixe théorique pourraient également faire l'objet de nouveaux travaux de recherche.

Évaluer le vieillissement de batteries réutilisées

La compréhension du vieillissement d'une batterie réutilisée après un usage automobile est cruciale pour déterminer si une seconde vie est envisageable. Ce chapitre présente une revue de la littérature et des résultats expérimentaux qui visent à améliorer l'état des connaissances sur le vieillissement des batteries de seconde vie.

Un état de l'art sur le vieillissement des batteries de seconde vie et les objectifs du travail de recherche sont présentés dans la première partie du chapitre. Dans la deuxième partie du chapitre, les outils et méthodes utilisés au cours de la campagne d'essais sont présentés. Ensuite, les résultats de vieillissement sont décrits. L'évolution de la capacité, de la résistance et du rendement est suivie au cours des campagnes de vieillissement. Finalement, les performances des batteries avant et après la campagne de vieillissement sont décrites et les résultats sont comparés avec les travaux disponibles dans la littérature.

Contenu

3.1 État de l'art, contexte et objectifs de l'étude	90
3.1.1 Apports de la littérature concernant le vieillissement des batteries	90
3.1.2 Spécificités liées au réemploi des batteries	93
3.1.3 Travaux existants sur le vieillissement des batteries en seconde vie	95
3.1.4 Objectifs de l'étude proposée	96
3.2 Étude expérimentale	96
3.2.1 Batteries testées	96
3.2.2 Déroulement des campagnes à 0 °C et 40 °C	97
3.2.3 Essai de caractérisation complet	99
3.2.4 Cycles et caractérisation courte	100
3.2.5 Montage expérimental	102
3.3 Résultats et discussions	104
3.3.1 Perturbations des campagnes de test	106
3.3.2 Évolution de la capacité à 0 °C et 40 °C	107
3.3.3 Évolution de la résistance à 0 °C et 40 °C	109
3.3.4 Évolution du rendement à 0 °C et 40 °C	111
3.3.5 Comparaison des performances initiales et finales	114
3.4 Conclusions et perspectives	118
3.4.1 Bilans des campagnes de vieillissement	118
3.4.2 Positionnement des travaux par rapport à la littérature	119

3.1 État de l'art, contexte et objectifs de l'étude

3.1.1 Apports de la littérature concernant le vieillissement des batteries

Une batterie vieillit à chaque instant de sa vie. De sa sortie de l'usine à la fin de sa vie, l'énergie qu'elle peut stocker et la puissance qu'elle peut recevoir ou délivrer se réduisent continuellement. Le vieillissement d'une batterie lorsqu'elle est sollicitée est communément nommé vieillissement en cyclage tandis qu'une batterie au repos subit un vieillissement dit calendaire. Le vieillissement s'explique par l'existence de réactions parasites inévitables et dont l'effet dégrade irrémédiablement et définitivement les performances de la batterie. La figure 3.1 présente les différents mécanismes de dégradation qui peuvent affecter la performance d'une batterie.

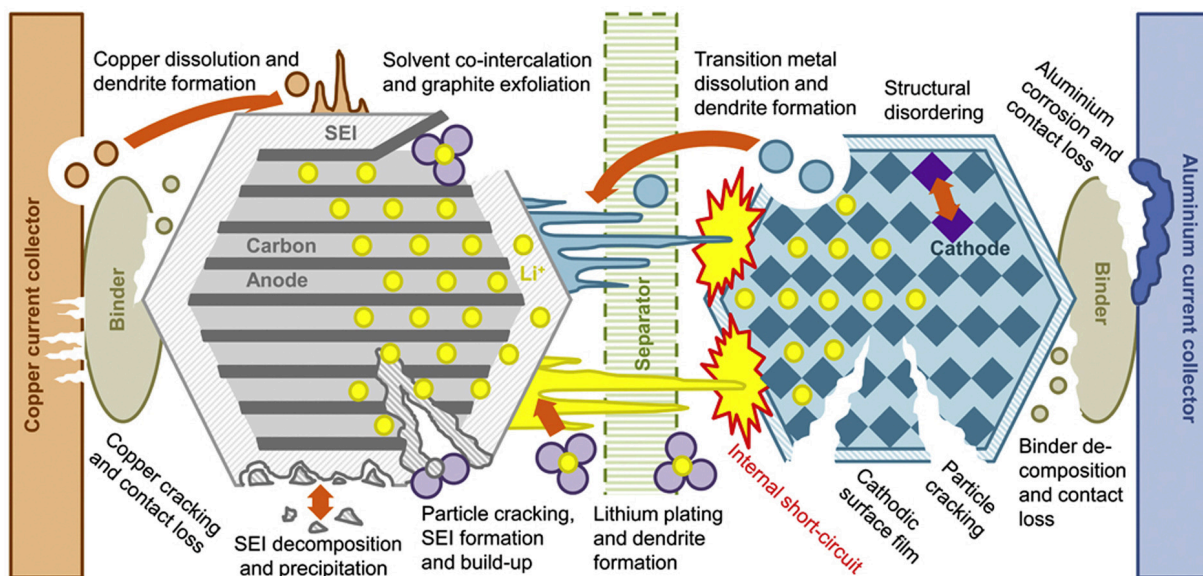


FIGURE 3.1 – Principaux mécanismes de dégradation affectant une batterie. Image de [Birkel 2017b].

À l'électrode négative, les mécanismes de croissance de l'interface solide à l'électrolyte et de dépôt d'une couche métallique de lithium sont les principaux phénomènes responsables du vieillissement [Broussely 2005, Xiong 2020a]. Bien que la vitesse d'action et l'importance de ces deux mécanismes varient en fonction de la technologie de la cellule, certaines observations se vérifient pour une majorité de technologie. La croissance de la *Solid Electrolyte Interface/Interphase (SEI)* est un mécanisme de dégradation qui consiste en la formation d'une couche solide au niveau de l'électrode négative [Wang 2018]. Cette couche est le produit d'une réaction de réduction du lithium avec l'électrolyte et les solvants. La vitesse, la nature et la taille de cette couche dépendent directement de la nature de l'électrolyte et des solvants ainsi que des conditions expérimentales des premières charges [Baghdadi 2017]. Au début de la vie de la cellule, la bonne formation de cette couche est essentielle puisqu'elle joue un rôle d'isolant électronique et de conducteur ionique du lithium [An 2016]. Plus tard sa croissance continue pose problème puisqu'elle freine le passage des ions lithium entre les électrodes. Cette croissance est accélérée principalement par les hautes températures et les hauts niveaux d'état de charge [Redondo-Iglesias 2017]. Afin de limiter l'effet de cette réaction parasite, il convient donc de limiter l'exposition à ces conditions d'usage.

La déposition de lithium (ou *lithium plating*) est un autre mécanisme de dégradation important. Il désigne une métallisation de la surface de l'électrode suite à un dépôt du lithium pendant la recharge [Mergo Mbeya 2021]. La déposition de lithium est un mécanisme favorisé par les charges à haut régime de courant, les hauts niveaux d'états de charge et les états avancés de vieillissement [Coron 2021, Lin 2021].

À l'électrode positive, les mécanismes de vieillissement diffèrent selon le type de l'électrode [Redondo-Iglesias 2017]. Dans ce travail de recherche, une batterie dont l'électrode positive a une structure en oxydes lamellaires est étudiée. Pour cette technologie, les mécanismes de vieillissement les plus importants sont des mécanismes de surface tels que la formation d'une couche solide par oxydation de l'électrolyte ou la formation d'une surface pauvre en oxygène [Abraham 2002, Li 2020a]. Le vieillissement de l'électrolyte et du séparateur n'ont que peu d'impact sur la dégradation de la performance de la batterie.

La notion de mode de dégradation permet de traduire l'impact des mécanismes de dégradation sur la performance des batteries. Trois modes sont communément définis : la perte de lithium cyclable et les pertes de matière active aux électrodes positives et négatives [Dubarry 2012, Dubarry 2014].

La perte de lithium cyclable (en anglais *Loss of Lithium Inventory* ou LLI) est principalement causée par les réactions parasites qui consomment une partie du lithium disponible [Birkl 2017b]. La perte de matière active à l'électrode négative (en anglais *Loss of Active Material of the Negative Electrode* ou LAMNE) désigne une perte de matière active à l'électrode négative causée notamment par l'isolation de la matière active qui peut être produite suite à des efforts mécaniques exercés sur la batterie [Ding 2023]. Enfin la perte de matière active à l'électrode positive (en anglais *Loss of Active Material of the Positive Electrode* ou LAMPE) désigne une perte de matière active à l'électrode positive causée notamment par les désorganisations dans la structure des électrodes causées par le courant [Birkl 2017a]. La figure 3.2 présente une synthèse des causes, mécanismes, modes et effets de la dégradation des cellules lithium-ion.

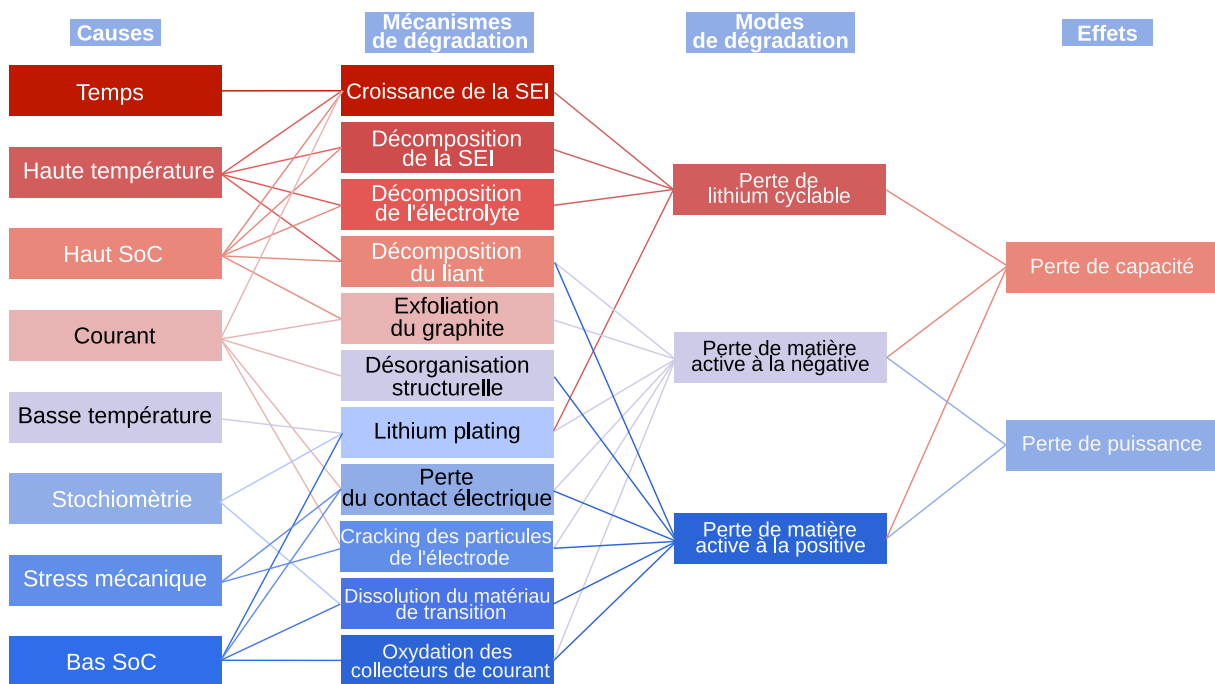


FIGURE 3.2 – Causes, mécanismes, modes et effets de la dégradation des batteries lithium-ion. Adapté de [Birkl 2017b].

Le paragraphe précédent a permis de montrer que le vieillissement d'une batterie est un processus continu entraînant une réduction définitive et irrémédiable de ses performances. Le processus de dégradation dépend de plusieurs mécanismes qui peuvent interagir [Redondo-Iglesias 2017]. Pour assurer le fonctionnement optimal d'un système alimenté par batteries sur une période de temps étendue, il est courant de surdimensionner l'énergie stockable par la batterie pour s'assurer qu'elle répondra aux besoins de l'utilisateur malgré son vieillissement [Angerer 2017, Lubello 2021]. Ce choix de conception se traduit généralement par l'augmentation du nombre de cellules assemblées dans la batterie. Néanmoins, cette décision se traduit également par une augmentation du coût et de l'impact environnemental de la batterie. Une stratégie visant à étendre la durée de vie de la batterie en optimisant son usage est ainsi préférable. Pour mettre en place de telles stratégies, une compréhension fine des mécanismes de dégradation affectant la batterie est nécessaire. Les campagnes de vieillissement en laboratoire visent à améliorer l'état des connaissances sur ces mécanismes.

Une campagne de vieillissement s'appuie sur deux types de tests. Les tests de caractérisation consistent à évaluer le niveau de performance de la batterie à un instant donné tandis que les tests de cyclage consistent à simuler un usage particulier. Une batterie ayant généralement une durée de vie de plusieurs années, il est courant d'accélérer le vieillissement en mettant en place un ou des facteurs d'accélération [Peschoux 2023, Tabusse 2023]. Un facteur d'accélération du vieillissement est une condition expérimentale connue pour être particulièrement sollicitante. Les températures supérieures à 40 °C ou inférieures à 10 °C ainsi que les forts courants sont des exemples de facteurs d'accélération du vieillissement [Baghdadi 2017]. La mise en place de telles conditions expérimentales doit faire l'objet d'un compromis entre les volontés contradictoires d'accélérer le vieillissement des batteries tout en s'assurant que les essais menés soient représentatifs d'un usage réel.

Les campagnes de vieillissement sont conduites à l'aide de deux dispositifs expérimentaux : les enceintes climatiques et les bancs de cyclage. Une enceinte climatique est un système permettant de maintenir la batterie à une température et éventuellement à une humidité contrôlée au sein d'une chambre étanche. Un banc de cyclage est un système permettant de solliciter une batterie avec un profil défini par l'expérimentateur et généralement représentatif d'un usage particulier. La notion de cycle d'usage désigne un motif de courant ou puissance utilisé pour solliciter la batterie et dont l'allure est caractéristique d'un usage particulier. La figure 3.3 présente des exemples de cycles d'usage.

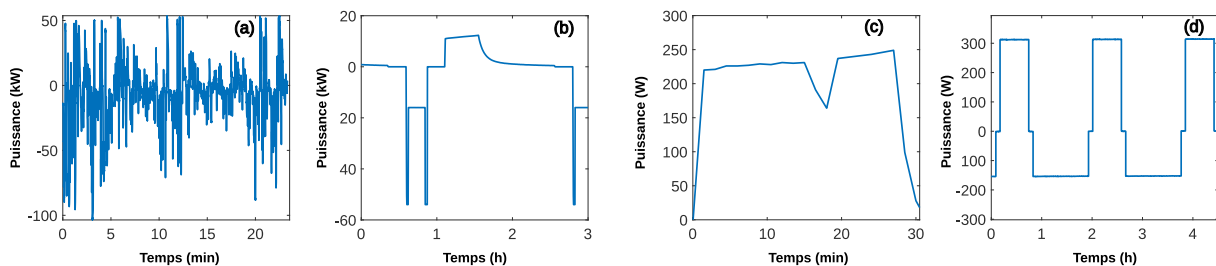


FIGURE 3.3 – Quatre exemples de cycles d'usage représentatifs de différents usages : (a) automobile [Steinstraeter 2020], (b) avion [Bills 2023], (c) drone [Paw 2023] et (d) station de recharge mobile.

Lorsque l'évolution de la performance de batteries sollicitées avec des cycles différents doit être comparée, la notion de cycle complet équivalent est généralement introduite. La notion de cycle complet équivalent (en anglais *Full Equivalent Cycles* ou *FEC*) désigne la quantité de cycle qui auraient été faits si la batterie avait été sollicitée sur sa plage de tension complète. L'équation 3.1 présente une méthode de calcul de cet indicateur.

$$FEC = \frac{\sum I_{discharge}(t)dt}{Q_{nom}} \quad (3.1)$$

avec

- FEC : le nombre de cycles complets équivalents, sans unité,
- $I_{decharge}$: le courant en décharge en ampère,
- t : le temps en secondes,
- Q_{nom} : la capacité nominale en ampèreheure.

Aller plus loin

Faute de pouvoir être exhaustif dans cette partie sur le vieillissement des batteries, des éléments clés n'ont pas été présentés. Le lecteur intéressé pourra se référer aux thèses françaises suivantes pour compléter la description qui en a été faite ici.

- Sur les mécanismes de vieillissement [Redondo-Iglesias 2017],
- sur les modèles de vieillissement [Baghdadi 2017, Cailliez 2023],
- sur les campagnes de vieillissement [Peschoux 2023].

3.1.2 Spécificités liées au réemploi des batteries

Pour étendre la durée de vie des batteries et ainsi réduire leur impact environnemental, le réemploi est souvent présenté comme une solution intéressante. Pour permettre le déploiement de cette solution, la question du vieillissement est centrale. L'intérêt économique de cette option dépend directement du niveau de performances des batteries atteignant la fin de leur première vie et de l'évolution de leurs dégradations au cours de leur seconde vie.

La question de l'évolution de la dégradation de la batterie après son usage en automobile reste encore à étudier. En 2018, Martinez-Laserna *et al.* mettaient en avant le débat qui existait à ce sujet dans la communauté scientifique [Martinez-Laserna 2018a]. Certains auteurs tels que Ahmadi *et al.* considèrent que le vieillissement ralentit au cours de la seconde vie [Ahmadi 2014]. Wieland *et al.* soutiennent également cette affirmation [Wieland 2017]. Dans ces travaux s'appuyant sur des simulations, les auteurs font l'hypothèse que la réutilisation de batteries dans une application de seconde vie sera généralement réalisée dans un usage peu sollicitant, ce qui devrait se traduire par un ralentissement de leur vitesse de dégradation. D'autres auteurs comme Sathre *et al.* considèrent qu'une batterie utilisée en seconde vie connaîtra une accélération de sa dégradation [Sathre 2015]. Debnath *et al.* estiment même que l'accélération sera de l'ordre de 3,3 %/an par rapport à la première vie [Debnath 2014]. Dans ces travaux s'appuyant également sur de la simulation, les auteurs font l'hypothèse que le changement d'usage des batteries entraînera l'apparition de nouveaux mécanismes de vieillissement ou l'apparition d'interactions entre ces mécanismes. Ces nouveaux phénomènes entraîneraient selon eux une accélération du vieillissement.

De nombreux travaux de recherche se sont également intéressés à l'accélération brutale de la dégradation des batteries. Dans la littérature portant sur le vieillissement des batteries, ce phénomène est appelé "coude de vieillissement" et fait l'objet d'importants travaux de recherche. Un standard de 2020 le définit comme *une décroissance rapide de la capacité d'une batterie à la fin de sa vie* [IEEE 2020]. Dans

une revue de la littérature sur le sujet, Attia *et al.* montrent que ce phénomène est observé dans plusieurs campagnes de test. Les auteurs expliquent que ce phénomène résulte d'une interaction complexe et mal comprise entre les mécanismes de dégradation affectant les batteries [Attia 2022]. Ils montrent que certaines technologies de batterie et certaines conditions expérimentales, par exemple les forts régimes de courants ou les larges plages de variations de l'état de charge, ont tendance à favoriser l'apparition d'un tel coude. L'article indique également que la modélisation et la prédiction de ce phénomène restent complexes et met essentiellement en avant le fait que de nouveaux travaux de recherches sont nécessaires pour mieux comprendre ce phénomène. Parmi les questions de recherche ouvertes, il est encore difficile de dire si comme le suggéraient Debnath et Sathre une accélération du vieillissement apparaît lors du changement d'usage en raison du changement de sollicitation et de l'état de dégradation avancé de la batterie.

L'évolution de la dispersion des performances entre les différents éléments d'un pack batterie est également un point d'attention. Étant donné que dans une batterie la performance de l'assemblage dépend à la fois de ses éléments les plus dégradés et de l'hétérogénéité entre les éléments, il est souhaitable de conserver autant que possible des cellules aux niveaux de performances les plus élevés et homogènes possibles.

Les hétérogénéités entre éléments peuvent s'expliquer par des facteurs endogènes et exogènes. Lors de la phase de production des batteries, les imperfections du processus engendrent des hétérogénéités entre les éléments. Dans [Paul 2013], 20 000 cellules cylindriques LFP ont été caractérisées au début de leur vie. Leurs performances suivaient une loi normale dont l'écart type était de 1,3 % pour la capacité et de 5,8 % pour la résistance. Rumpf *et al.* ont eux testé 10 000 cellules cylindriques LFP dont les performances suivaient une loi normale avec un écart type de 0,28 % pour la capacité et 0,72 % pour la résistance [Rumpf 2017]. Les hétérogénéités entre éléments sont également accentuées par l'assemblage et l'utilisation dans un véhicule électrique. La position des cellules dans l'assemblage influence particulièrement l'évolution de leur vieillissement. Dans une batterie, d'importantes variations de températures peuvent exister au sein d'un pack. De plus, lorsque des éléments sont connectés en parallèle les courants de sollicitation des différents éléments peuvent également varier. Schuster *et al.* ont étudié les hétérogénéités entre 484 cellules neuves et 1 908 cellules NMC de seconde vie. Les cellules vieillies étaient issues du même véhicule électrique, leur caractérisation a permis de montrer que les hétérogénéités ont tendance à s'accroître avec le vieillissement. L'étude montre également le caractère aléatoire de l'évolution des hétérogénéités étant donné que certaines cellules ont connu une dégradation accélérée sans que celle-ci puisse être expliquée par un environnement défavorable [Schuster 2015].

3.1.3 Travaux existants sur le vieillissement des batteries en seconde vie

Une analyse de la littérature scientifique portant sur le vieillissement de batteries réutilisées après un premier usage a permis d’identifier plusieurs publications pertinentes. Dans ce travail de recherche, la seconde vie des batteries est définie par rapport à un changement d’usage. Afin de restreindre le nombre de travaux étudiés, les articles ne mentionnant pas de termes relatifs à la seconde vie dans le titre ou l’introduction ont été exclus du champ de l’étude. Les articles ne présentant pas de données expérimentales sur des batteries usagées ont également été exclus du champ de l’étude. Bien que les études s’appuyant sur des modèles de vieillissement calibrés à partir de mesures sur des batteries neuves soient utiles pour simuler la dégradation des batteries dans le cadre d’études de coût ou d’impact environnemental des batteries [Debnath 2014, Sathre 2015, Canals Casals 2017, Seger 2022c], elles ne sont pas toujours adaptées pour améliorer la compréhension du vieillissement des batteries de seconde vie. Plusieurs travaux ont porté sur le vieillissement de batteries jusqu’à des états de santé particulièrement bas [Baumhöfer 2014, Martinez-Laserna 2018b, Wheeler 2023]. Ces études permettent de mieux comprendre le vieillissement de batteries particulièrement dégradées. L’objectif de cette revue de littérature est de mieux comprendre comment se comportent des batteries après un changement d’usage. Le tableau 3.1 présente quelques informations sur les 17 travaux étudiés.

TABLEAU 3.1 – Synthèse des travaux expérimentaux existants sur le vieillissement de batteries réutilisées.

Référence	Nombre et type	Cellule			Usage		Facteurs			
		Chimie	Format	Q_{nom}	1ère vie	2 ^{de} vie	T	I	DoD	SoC _{moyen}
[Jiang 2018]	6 cellules	LFP/C	Prismatique	60	Voiture	Stationnaire	X	X	X	
[Xu 2019]	1 cellule	LFP/C	Poche	22	Chargeur	Stationnaire				
[Braco 2020]	6 cellules	LMO/C	Poche	66	Voiture	Synthétique				
[Garg 2020]	2 cellules	NMC/C	18650	8	Vélo	Synthétique				
[Garg 2020]	1 cellule	NMC/C	18650	10	Vélo	Synthétique				
[Zhang 2020c]	1 module	LFP/C	26650	40	Voiture	Synthétique	X	X	X	
[Fan 2022]	16 cellules	LFP/C	Cylindrique	15,5	Voiture	Synthétique				
[Huang 2022]	1 module	LFP/C	26650	40	Voiture	Synthétique				
[Liu 2022, Huang 2022]	1 cellule	NCA/C+Si	21700	4,8	Voiture	Synthétique				
[Lv 2022]	6 cellules	LFP/C	32650	5,5	Inconnu	Synthétique	X			
[Sun 2022a, Sun 2022b]	1 module	LFP/C	26650	40	Voiture	Synthétique	X	X	X	
[Lin 2023]	1 cellule	LFP/C	Prismatique	200	Inconnu	Synthétique				
[Tran 2023]	12 cellules	LCO/C	18650	2,175	Vélo	Synthétique				
[Wang 2023]	3 cellules	LFP/C	32650	5,2	Inconnu	Synthétique	X			
[Wen 2023]	1 cellule	LFP/C	26650	40	Voiture	Synthétique				
[Zhang 2023]	2 cellules	NCA/C+Si	21700	4,8	Voiture	Synthétique	X			
[Zhang 2023]	2 modules	LFP/C	26650	40	Voiture	Synthétique	X			

Ce tableau montre que la majorité des travaux expérimentaux ayant porté sur des batteries réutilisées ont été réalisés en utilisant des cycles pouvant être qualifiés de synthétiques c’est à dire non représentatifs d’un usage en particulier. Ce choix s’explique par la volonté des auteurs d’évaluer le vieillissement des batteries dans des conditions expérimentales parfaitement maîtrisées et facilitant l’interprétation des résultats. La majorité des études ont également consisté à tester une ou plusieurs cellules à une unique condition expérimentale. L’objectif visé par les auteurs était triple. Ce type de campagne permet d’évaluer l’évolution de la dispersion des cellules, de déterminer si un coude de vieillissement apparaît ou non et de déterminer l’évolution d’indicateurs rapides au cours du vieillissement. Ainsi cette synthèse des travaux existants permet de mettre en évidence l’absence d’études ayant porté sur un usage mobile en seconde vie, ainsi que l’absence de travaux portant sur l’influence de la température au cours de la seconde vie.

3.1.4 Objectifs de l'étude proposée

L'analyse des travaux existants sur les travaux de vieillissement des batteries de seconde vie a permis de dégager plusieurs questions de recherche qui restent ouvertes :

- Comment la vitesse de dégradation d'une batterie évolue au cours du temps ?
- Comment vieillissent des batteries réutilisées et usagées en fonction de la température ?
- Comment évolue la dispersion entre des batteries réutilisées ?
- Comment vieillissent des batteries réutilisées dans un usage non stationnaire ?

Ce chapitre vise à faire progresser le niveau de connaissance de la communauté scientifique sur ces questions de recherche. Sur l'enjeu du vieillissement des batteries usagées, les objectifs de ce travail de recherche sont les suivants :

- Évaluer le vieillissement de batteries réutilisées dans une station de recharge mobile.
- Évaluer l'influence de la température sur le vieillissement de batteries réutilisées.
- Déterminer l'évolution de la dispersion et la vitesse de dégradation avec le vieillissement.

3.2 Étude expérimentale

Cette partie présente la campagne de vieillissement mise en place dans le cadre de ce travail de recherche en décrivant les batteries testées, l'ensemble des éléments constituant le banc de test ainsi que les essais mis en place.

3.2.1 Batteries testées

Les cellules étudiées dans cette campagne sont les SAMSUNG 94 Ah présentées dans le chapitre précédent. Dans un article présentant une caractérisation électrochimique de cette cellule, Schmid *et al.* indiquent que l'électrode positive est constituée de nickel, manganèse et cobalt dans des proportions égales (NMC111) et l'électrode négative est constituée de graphite [Schmid 2019]. La figure 3.4 présente les courbes de tension en circuit ouvert des deux électrodes au début de la vie de la cellule.

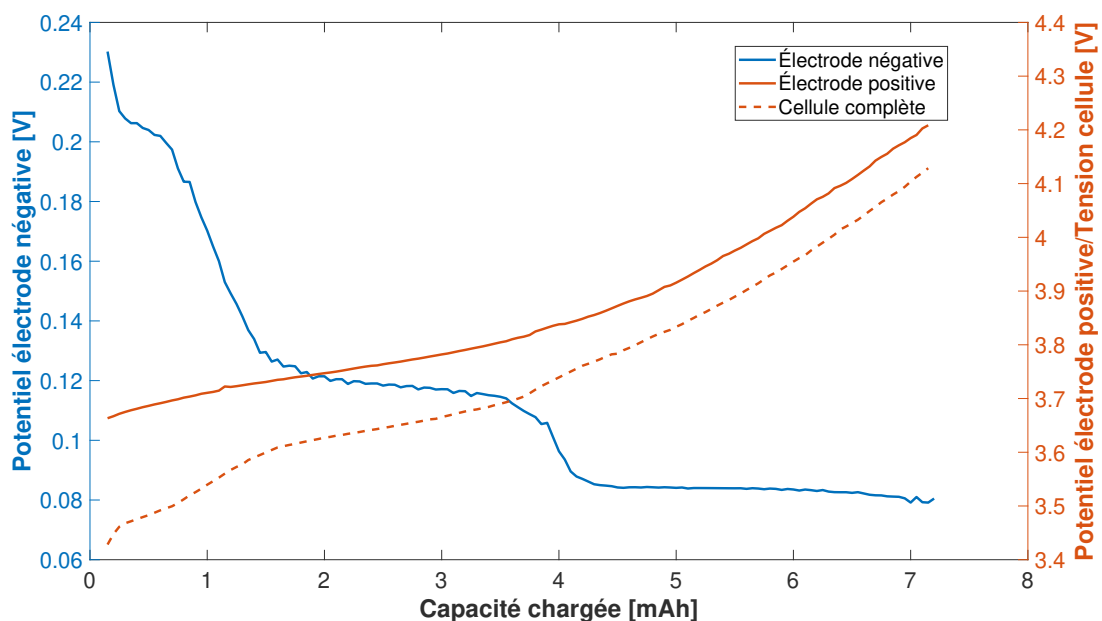


FIGURE 3.4 – Courbes de tension des électrodes positive et négative [Schmid 2019].

La campagne de test menée se distingue par le fait qu'elle a été réalisée sur une batterie issue d'un véhicule électrique, de format prismatique et à forte capacité. L'analyse de la littérature a permis de montrer qu'aucune campagne portant sur la seconde vie n'a été menée sur ce type de batterie et que l'influence de la température n'a pas encore été étudiée sur le vieillissement de batteries de seconde vie. Pour valider la pertinence d'une campagne de vieillissement sur la température, une analyse des données de la fiche technique a été réalisée. La figure 3.5 présente les courbes de vieillissement partagées dans cette documentation.

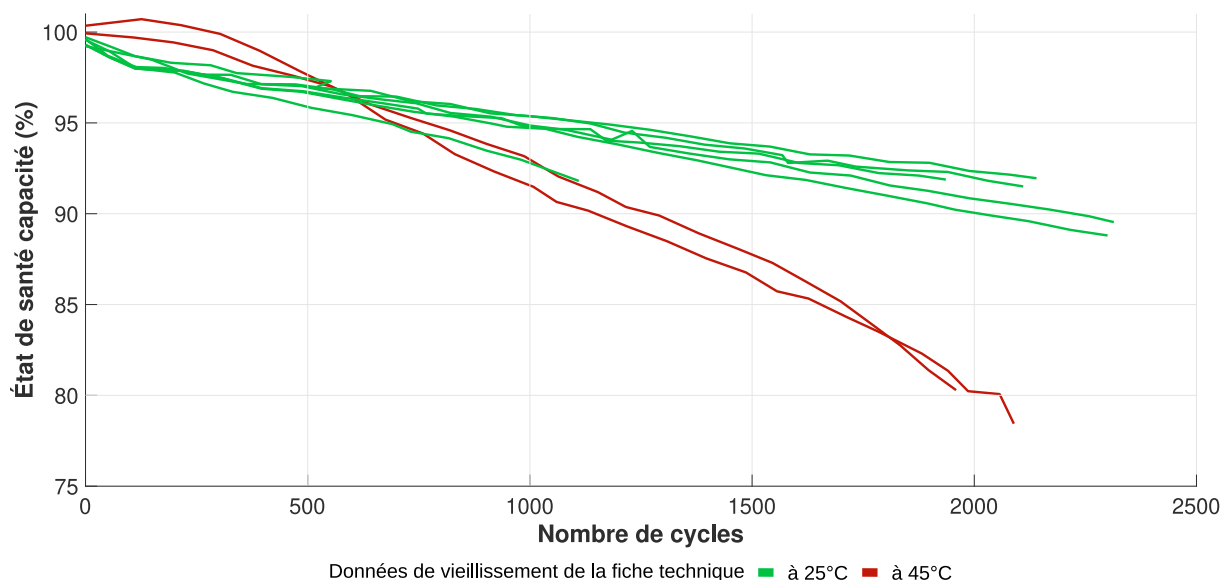


FIGURE 3.5 – Courbes de vieillissement issues de la fiche technique [PushEV 2018].

Sur ce graphique, les lignes vertes présentent l'évolution de l'état de santé en capacité lorsque la cellule est vieillie à 25 °C à des régimes de courants variant entre 0,5 et 1,4 C. Les courbes en rouge présentent l'évolution de la capacité de deux cellules vieillies à 45 °C à un régime de courant de 1 C. L'allure des courbes montre que la température est un facteur d'accélération du vieillissement bien plus important que le régime de courant.

Cette étude préliminaire permet donc de valider la pertinence d'une campagne de vieillissement portant sur l'influence de la température.

3.2.2 Déroulement des campagnes à 0 °C et 40 °C

L'analyse de la littérature a également permis de montrer qu'aucune étude n'a jusqu'alors porté sur un usage non stationnaire en seconde vie. La campagne de vieillissement menée dans ce chapitre vise à déterminer la vitesse de dégradation d'une batterie de seconde vie utilisée dans une station de recharge mobile. Les échanges avec le partenaire industriel de la thèse ont permis de construire un plan d'expérience basé sur des conditions d'utilisation réelle. Le tableau 3.2 présente le profil d'usage fourni.

TABLEAU 3.2 – Profil d'usage fourni par le partenaire industriel de la thèse

Étape	Mode	Consigne	Critère d'arrêt	Commentaires
1	Déplacement	$P = -100 \text{ W}$		Déplacement du robot
2	Charge	$P = -15 \text{ kW}$	$E_{stockee} = 8 \text{ kWh}$	Charge du robot
3	Déplacement	$P = -100 \text{ W}$		Déplacement du robot
4	Décharge	$P = -7,4 \text{ kW}$	$E_{delivree} = 8 \text{ kWh}$	Charge du véhicule électrique
5*	Repos	$t_{repos} = 1 \text{ h}$		*1 fois chaque 12 h

Les puissances et énergies indiquées dans ce tableau sont données pour une station de recharge mobile alimentée par 48 cellules SAMSUNG 94 Ah connectées en série. La figure 3.6 présente le profil de puissance à l'échelle d'une cellule.

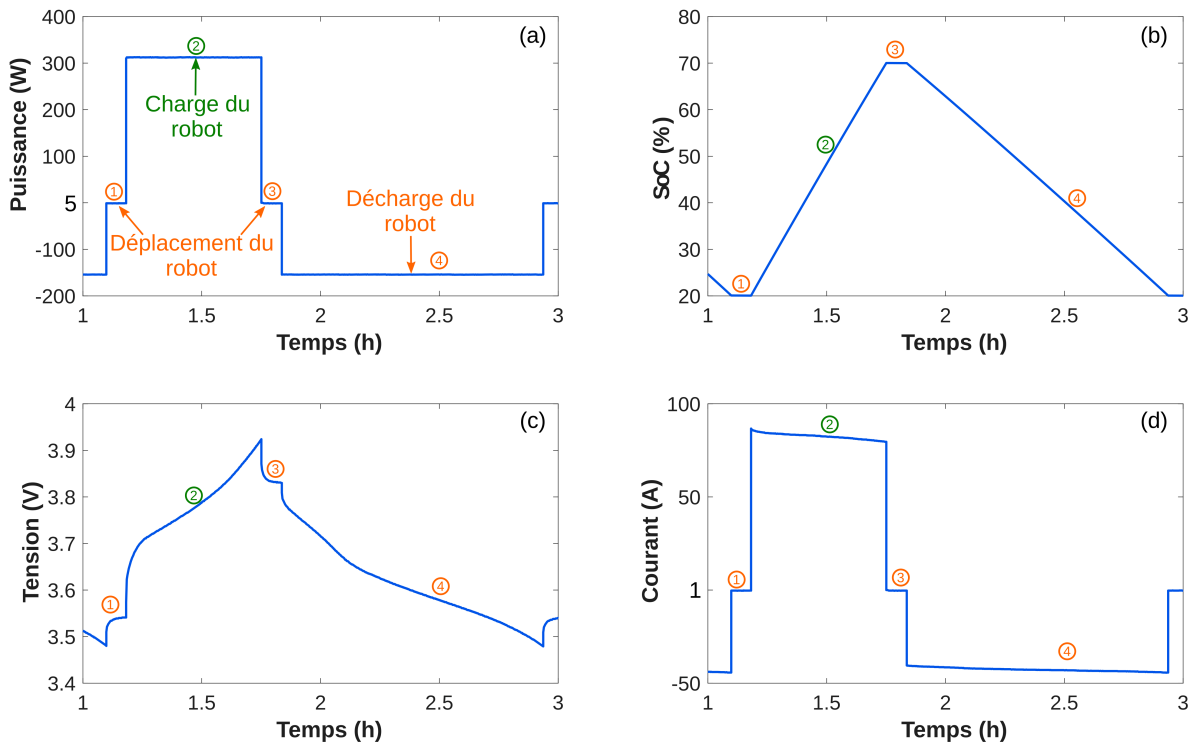


FIGURE 3.6 – Évolution de la puissance (a), de l'état de charge (b), de la tension (c) et du courant (d) d'une cellule utilisé dans une station de recharge mobile.

Ce profil est constitué de quatre étapes. La première étape est un déplacement de la station recharge mobile vers la prise du réseau électrique. Au cours de ce déplacement de 5 minutes, la puissance à délivrer par le chargeur est de 100 W. Chaque cellule fournit donc 2 W, ce qui correspond à la sollicitation proche du 0 sur les graphiques (a) et (d). Les graphiques (b) et (c) montrent respectivement que l'état de charge et la tension restent stables au cours de cette étape. Au cours de la seconde étape, le chargeur mobile se charge sur le réseau électrique. La puissance de charge atteint 312 W à l'échelle de la cellule, ce qui correspond à une charge de 15 000 W à l'échelle du robot. Les graphiques (b) et (c) montrent que la charge est réalisée jusqu'à un état de charge d'environ 70 % et une tension légèrement supérieure à 3,9 V. Le graphique (d) montre que la sollicitation en courant est de l'ordre de 80 A soit 0,85 C. Après cette charge, le chargeur se déplace vers un véhicule ayant demandé une recharge. La sollicitation de chaque cellule correspond de nouveau à une décharge 2 W pendant 5 minutes. Enfin, une décharge du robot chargeur est réalisée pour transférer de l'énergie au véhicule. Au cours de cette étape, la puissance de décharge atteint -156 W à l'échelle de la cellule, ce qui correspond à une décharge de 7 400 W à l'échelle du pack. Cette sollicitation entraîne une réduction de l'état de charge jusqu'à environ 20 % et une tension de 3,5 V. La sollicitation en courant est de l'ordre de 40 A soit 0,42 C. Cette séquence est répétée 12 fois par période de 24 heures.

En fonction de la demande du gestionnaire de parking, ce profil d'utilisation peut légèrement varier tout comme les conditions d'utilisation de la station de recharge mobile. Le tableau 3.3 présente la liste des conditions d'utilisation qui varient fréquemment en fonction des demandes des clients.

TABLEAU 3.3 – Conditions d'utilisation classiques d'une station de recharge mobile

Condition d'utilisation	Niveaux
Température ambiante [°C]	0-40
Puissance de charge [kW]	0-15
Puissance de décharge [kW]	0-7,4
Fréquence des repos	Fonction de la demande
Plage de variation de l'état de charge [%]	20-70

La campagne de vieillissement porte donc sur l'effet de la température sur la dégradation des performances d'une batterie de seconde vie utilisée dans une station de recharge mobile. Les températures choisies pour le vieillissement correspondent aux extrêmes d'utilisation présentées dans le tableau ci-dessus. Le vieillissement en cyclage à froid favorise l'apparition de lithium plating alors que le vieillissement en cyclage à 40 °C accélère les mécanismes que l'on peut trouver à des conditions d'usage à température ambiante. La campagne de test se concentre sur l'influence du cyclage à chaud (40 °C) et à froid (0 °C), la plage de variation de l'état de charge variant de 20 à 70 %, les valeurs maximales de puissances ($P_{ch} = 15 \text{ kW}$ et $P_{dch} = 7,4 \text{ kW}$) étant celles utilisées dans le contexte industriel.

3.2.3 Essai de caractérisation complet

L'essai de caractérisation complet est utilisé pour évaluer la performance des cellules avant et après la campagne de vieillissement. Le test utilisé est décrit en détail dans le chapitre 2. Sa structure est rappelée par la figure 3.7.

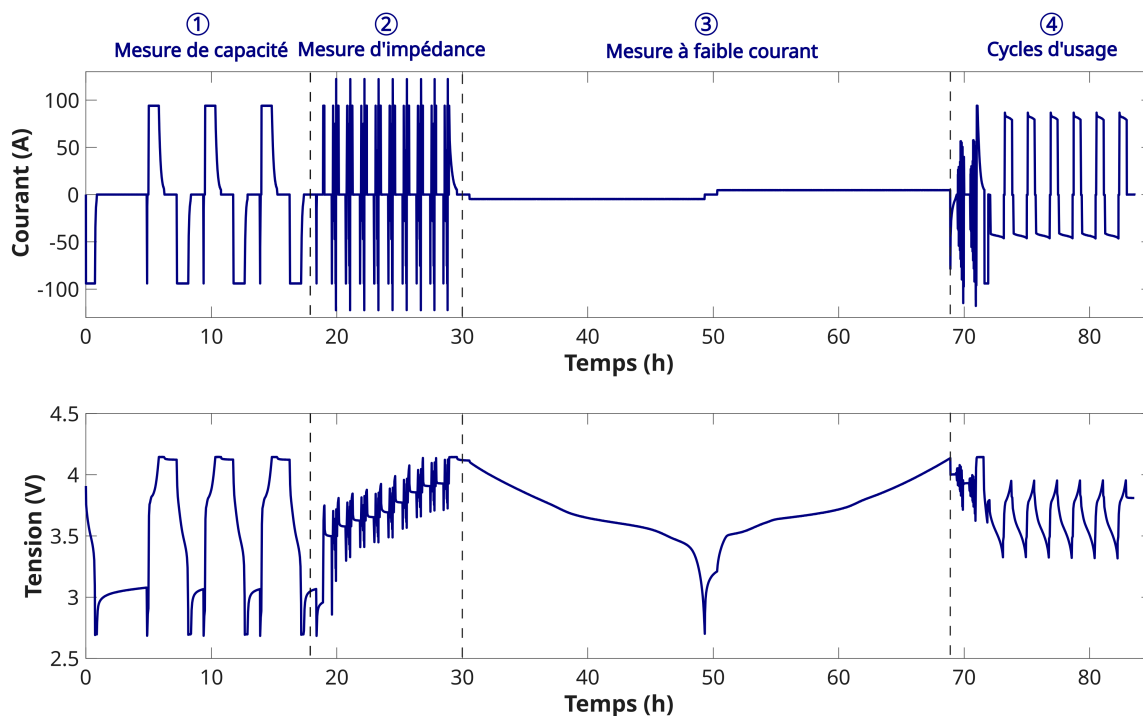


FIGURE 3.7 – Évolution du courant et de la tension au cours du test de caractérisation complète.

Pour l'étude du vieillissement, la mesure à faible courant est utilisée pour de l'analyse incrémentale de capacité. La figure 3.8 présente les points caractéristiques des courbes d'analyse incrémentale de capacité qui peuvent être exploités pour déterminer les principaux modes de vieillissement ayant engendré la dégradation des cellules.

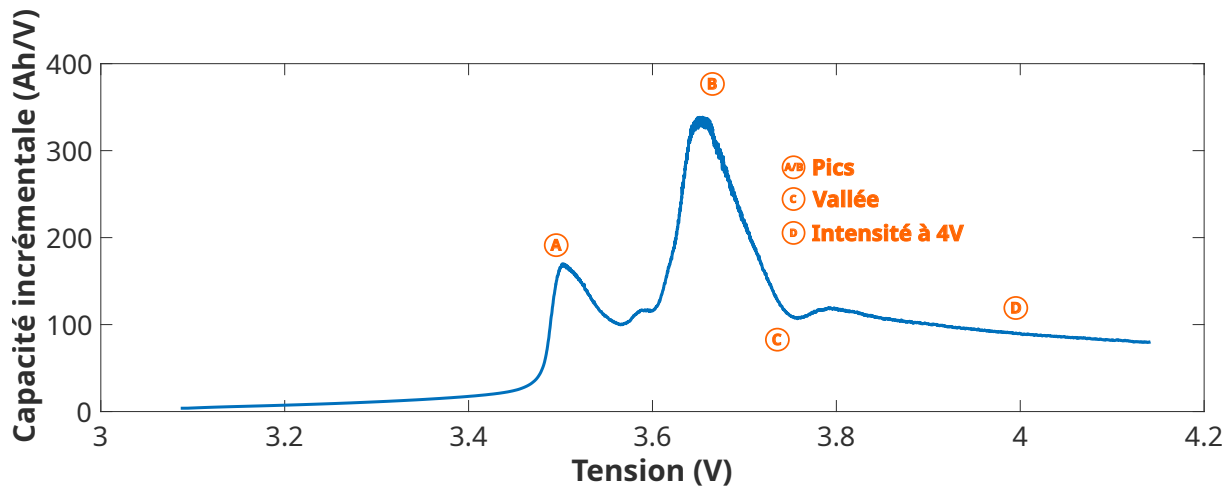


FIGURE 3.8 – Points caractéristiques d’une courbe d’analyse incrémentale de la capacité pour une batterie NMC

Cette image a été produite à l’aide des données issues de l’article de Schmid *et al.* et présentées sur la figure 3.4. Ces données expérimentales sont issues d’un test sur une cellule neuve. L’analyse incrémentale de capacité a été réalisée à l’aide du logiciel DATTES en utilisant un filtrage par moyenne glissante avec un intervalle de temps de 30 secondes [Redondo-Iglesias 2023]. La figure permet de mettre en évidence les points caractéristiques d’une courbe incrémentale de capacité pour la cellule NMC testée. Le suivi de ces points au cours du vieillissement permet de diagnostiquer les principaux modes de dégradation ayant eu lieu au sein de la batterie [Berecibar 2016].

Pour compléter ce test de caractérisation complet, une spectroscopie d’impédance a été réalisée sur chaque cellule avant et après la campagne de vieillissement. La mesure de l’impédance a été réalisée à deux états de charge 30 et 60 % et à 25 °C. Le cycleur utilisé est un Biologic VSP300 avec un booster de 20 A.

3.2.4 Cycles et caractérisation courte

Après la caractérisation initiale des cellules, les cellules sont vieilles avec un profil de cyclage qui a été créé en adaptant le profil réel aux possibilités qu’offre le cycleur en termes de programmation de test. Le profil de cyclage est constitué de cinq étapes décrites dans le tableau 3.4.

TABLEAU 3.4 – Profil de cyclage utilisé durant la campagne.

Étape	Mode	Consigne	Critère d’arrêt	Commentaires
1	Décharge CP	$P = -2 W$	5 minutes	Déplacement
2	Décharge CP	$P = -156 W$	$Q = 47 Ah$	Décharge du robot
3	Décharge CP	$P = -2 W$	5 minutes	Déplacement
4	Charge CP en escalier	$P = 312 W$	$Q = 47 Ah$	Charge du robot
5*	Repos	$t_{repos} = 1 h$		*1 fois chaque 12 h

La principale limitation du cycleur est l’impossibilité de définir un critère d’arrêt de test par rapport à une énergie délivrée. Le critère d’arrêt des charges et décharges du robot a donc été défini par rapport à la capacité.

Pour définir le profil de charge, un profil en puissance en escalier a été utilisé. Son allure est présentée sur l'image 3.9.

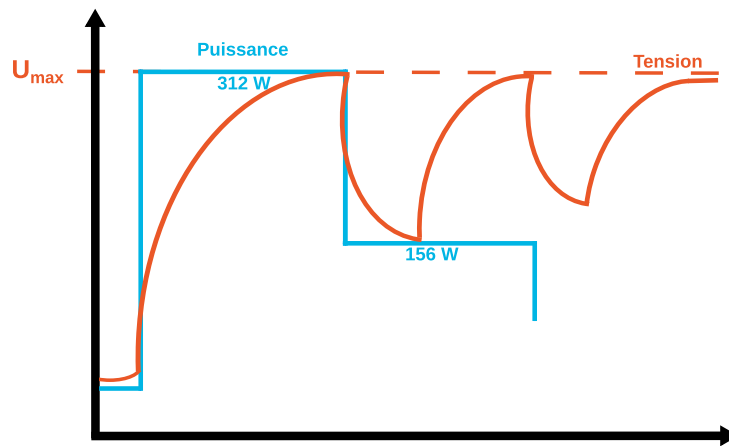


FIGURE 3.9 – Profil de charge en puissance

Avec ce profil les batteries sont sollicitées à une puissance maximale tant que le seuil de tension maximal n'a pas été atteint puis en divisant par deux la puissance chaque fois qu'il l'est. Le critère de fin de charge ou de décharge est lui basé sur la quantité d'ampèreheure délivrée ou reçue. Afin de suivre l'évolution du vieillissement, le cyclage est interrompu régulièrement pour réaliser un test de caractérisation réduit. La figure 3.10 présente le test de caractérisation réduit qui est utilisé au cours de la campagne.

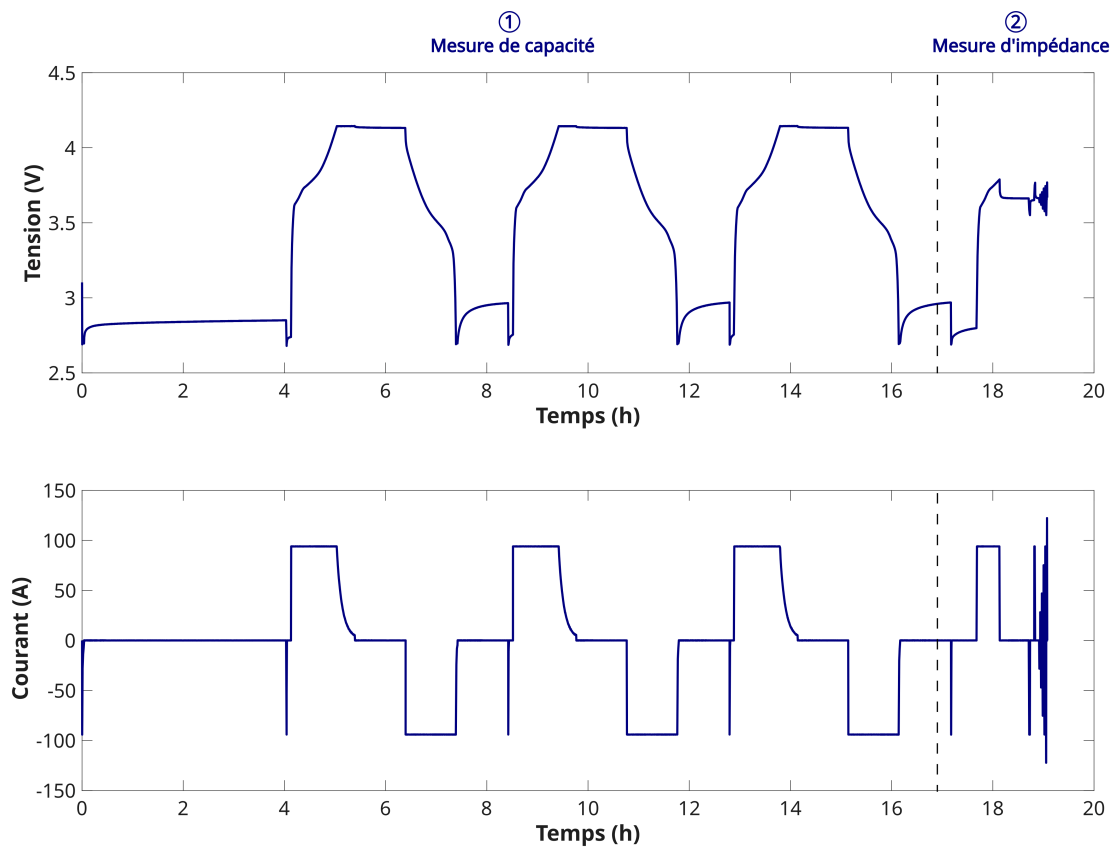


FIGURE 3.10 – Évolution du courant et de la tension au cours du test de caractérisation réduit.

Ce test est composé de deux étapes. La première étape est une mesure de capacité en trois cycles. La mesure est précédée d'un repos de quatre heures pour s'assurer que la température soit stabilisée à 25 °C. Dans un second temps, une séquence de trois cycles complets de charge/décharge est réalisée. La répétition permet de garantir que la mesure de capacité soit répétable indépendamment des conditions de cyclage ou de stockage qui précèdent le test. Tout au long de la campagne, la variation de capacité entre les deux derniers cycles est restée inférieure à 0,5 %. Finalement, l'étape 2 est une mesure de l'impédance grâce à une séquence d'impulsions de courant à un état de charge de 50 % et à différents niveaux de courant (0,3 C, 0,5 C, 0,8 C, 1 C et 1,3 C).

3.2.5 Montage expérimental

Pour garantir la représentativité des résultats, trois cellules sont testées dans les mêmes conditions expérimentales. La figure 3.11 présente le montage expérimental.

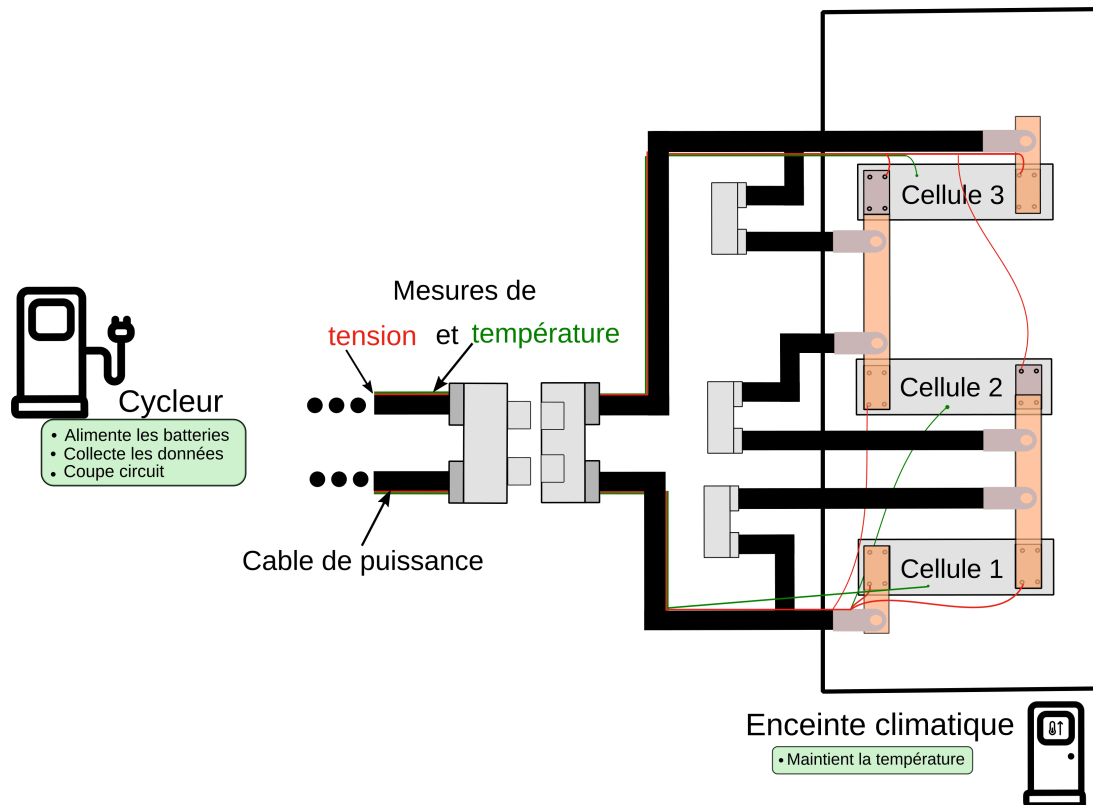


FIGURE 3.11 – Montage des cellules pour la campagne de vieillissement

Les cellules sont connectées en série, positionnées dans une enceinte climatique, reliées aux voies de cyclage et instrumentées pour permettre la mesure de tension et de température. Ce montage expérimental permet de maintenir les cellules testées dans la même position pendant l'ensemble de la campagne de test évitant ainsi l'altération des contacts électriques. Pour permettre cette organisation, plusieurs connecteurs de puissance sont installés sur les cellules. Un connecteur permettant de connecter le cycleur aux trois cellules en série est utilisé lors de l'utilisation en cyclage. Les cellules sont connectées entre elles à l'aide de barres de cuivre sur lesquels sont connectés les connecteurs de puissance. Les caractérisations sont réalisées à l'aide des connecteurs branchés sur chacune des cellules.

La figure 3.12 présente le montage de la connectique sur une cellule.

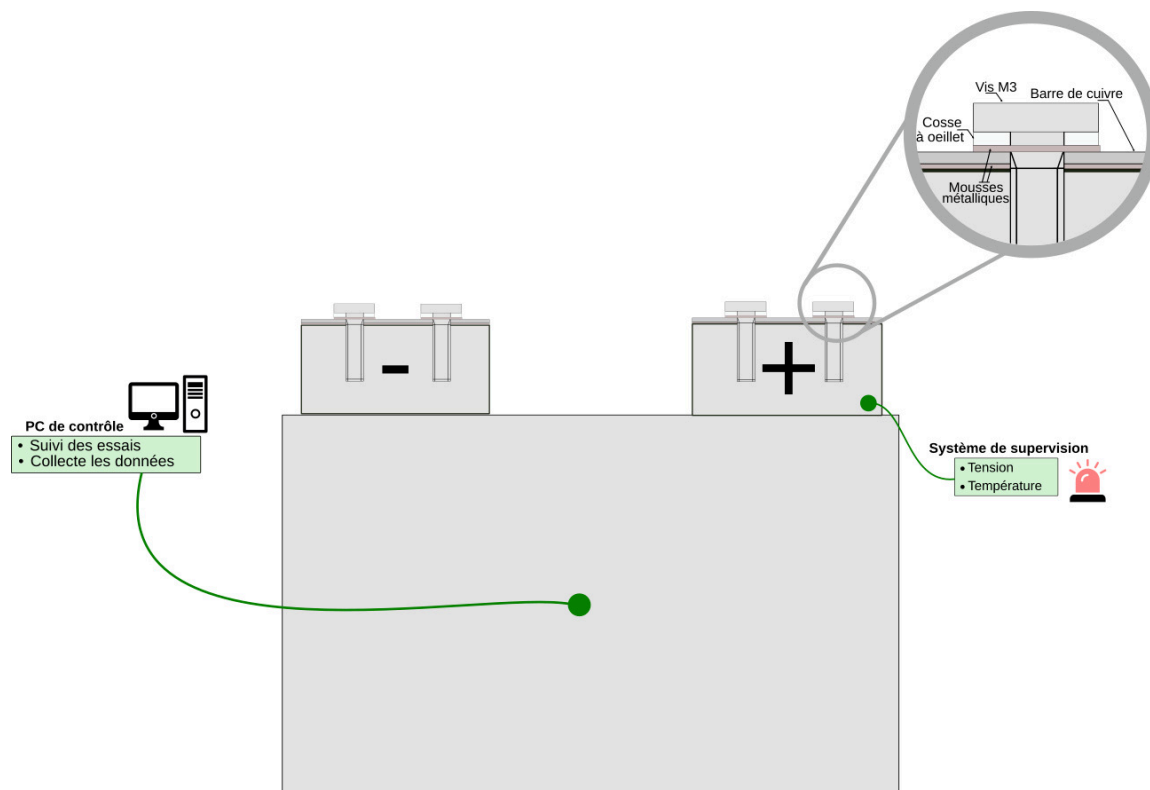


FIGURE 3.12 – Montage de la connectique sur une cellule

Cette image montre que chaque cellule est connectée à un système de surveillance de la température et de la tension. En cas de dépassement des seuils de sécurité recommandés dans la fiche technique ou de dysfonctionnement du banc de cyclage ou de l'enceinte climatique, l'alimentation électrique est coupée. Des systèmes d'arrêt d'urgence sont également installés à proximité de l'enceinte climatique et de l'ordinateur de contrôle pour permettre de couper l'alimentation électrique en cas de problème. La figure présente également la connectique installée sur chacune des cellules. Les barres en cuivre permettent de faire la connexion entre les 3 cellules et avec le cycleur. Les cosses à œillet sont utilisées pour la mesure de tension qui est utilisée pour la collecte des données et pour le suivi par le système de supervision. Pour garantir la qualité du contact électrique entre cette barre et la cellule, une mousse métallique ECOCONTACT est utilisée. La mousse permet de garantir un contact suffisant entre la connectique et les bornes de la cellule. Elle est spécialement conçue pour améliorer la conductance électrique et limiter l'oxydation des connectiques. L'ensemble de ces éléments sont finalement maintenus à l'aide de quatre vis M3 à six pans creux dont le serrage a été réalisé avec un couple de 1 Nm. Deux cycleurs et deux enceintes climatiques ont été utilisés pour cette campagne de test. La figure 3.13 présente les équipements de test utilisés.

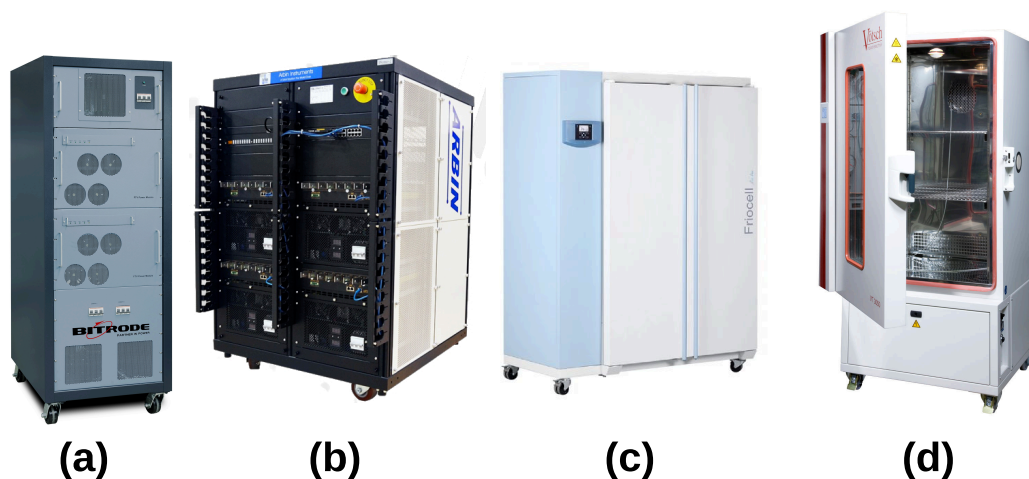


FIGURE 3.13 – Équipements de test utilisés pour la campagne de vieillissement : (a) Cycleur Bitrode FTV2-250, (b) Cycleur Arbin LBT22013, (c) Enceinte climatique Friocell707, (d) Enceinte climatique Vötsch VT3050

3.3 Résultats et discussions

Les paragraphes précédents ont présenté la campagne de vieillissement mise en place. Dans un usage réel, la sollicitation en termes d'énergie et de puissance à délivrer par le chargeur varie en fonction de la demande du véhicule. La description du profil de cyclage a montré que la sollicitation a été fixée pour faciliter l'interprétation des résultats. Les batteries sont sollicitées entre les états de charge 20 % et 70 % et avec une fréquence d'utilisation particulièrement élevée puisque la sollicitation des batteries correspond à celle que connaîtrait un chargeur qui chargerait 18 véhicules par jour en fournissant à chacun une énergie 8 kWh à une puissance de 7,4 kW. Cette partie présente les résultats obtenus au cours des deux campagnes de tests à 40 °C et 0 °C. Le tableau 3.5 présente les campagnes de vieillissement menées à 0 °C et 40 °C.

TABLEAU 3.5 – Campagne de vieillissement menée

Cellules		Facteurs			
Marqueur	Identifiant	Température (°C)	Puissance en décharge (W)	Puissance en charge (W)	Repos journaliers d'une durée d'une heure
■	Cellule 1	0	156	312	2
●	Cellule 2	0	156	312	2
◆	Cellule 3	0	156	312	2
▲	Cellule 4	0	156	312	2
■	Cellule 1	40	156	312	2
▲	Cellule 2	40	156	312	2
●	Cellule 3	40	156	312	2

Pour la campagne à 0 °C, le tableau présente quatre cellules puisque la première cellule a connu une défaillance au cours de la campagne. Elle a donc été remplacée par une quatrième cellule.

La figure 3.14 présente l'évolution des grandeurs caractéristiques des 3 cellules connectées en série au cours du profil de cyclage à 0 °C et à 40 °C au début de la campagne.

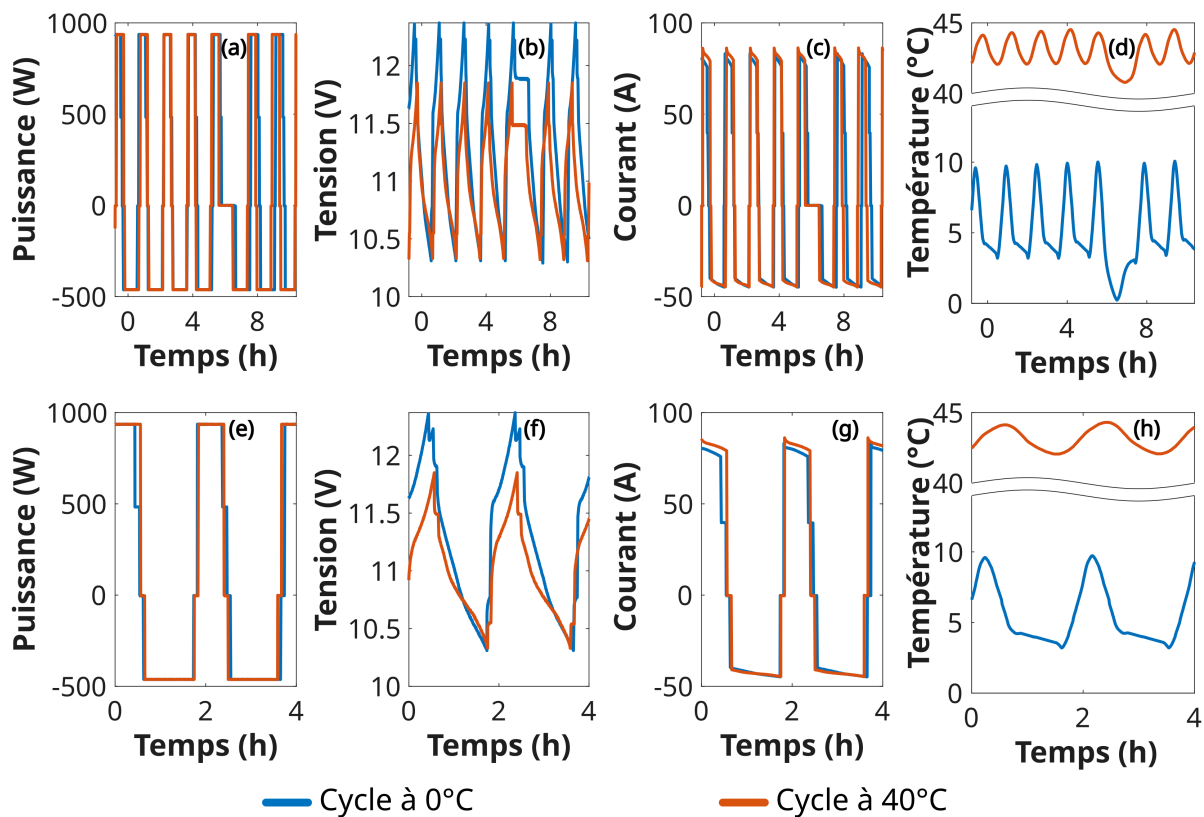


FIGURE 3.14 – Profil de cyclage à 0 °C et 40 °C au début de la campagne de vieillissement

Les graphiques (a) et (e) présentent respectivement l'évolution de la puissance pendant 12 heures et 4 heures. Ils montrent que le profil de cyclage est bien un profil à puissance constante avec une charge par paliers. Pour le cyclage à froid, la résistance est plus importante qu'à chaud. Ainsi, une réduction de la puissance de charge est observée en raison des cellules qui ont atteint le seuil de tension maximale. Les graphiques (b) et (f) présentent l'évolution de la tension des trois cellules connectées en série. Ces graphiques montrent que la plage de variation de la tension est bien plus grande pour le cyclage à 0 °C. Ce résultat est cohérent avec les résultats sur l'influence de la température sur la résistance présentés dans le chapitre 2. Les graphiques montrent aussi l'allure de la tension lors d'une charge à puissance constante par paliers. Lorsque la puissance est réduite, une chute de tension peut être observée sur le profil de tension. Les graphiques (c) et (g) présentent l'évolution du courant au cours du vieillissement. L'évolution de la température de la cellule positionnée au centre de l'assemblage est finalement présentée sur les graphiques (d) et (h). Pour le cyclage à 40 °C, l'échauffement des cellules est de l'ordre de 3 °C. Pour le cyclage à 0 °C, cet échauffement est trois fois plus important. Ce résultat peut également être expliqué par l'augmentation de la résistance causée par les basses températures.

3.3.1 Perturbations des campagnes de test

La campagne de test a été perturbée à plusieurs reprises par des coupures d'électricité et des pannes d'équipements. Le tableau 3.6 présente les principales perturbations de la campagne de test à 0 °C.

TABLEAU 3.6 – Principales perturbations de la campagne de test à 0 °C

Identification		Période		
Couleur	Nom	Début	Fin	Durée
●	Panne du cycleur	14/04/2022	08/06/2022	55 jours
■	Panne de l'enceinte climatique	07/08/2022	09/08/2022	2 jours
■	Coupure d'électricité à l'université	13/10/2022	5/12/2022	53 jours
●	Panne du PC de contrôle	10/01/2023	19/01/2023	9 jours
■	Coupure d'électricité à l'université	10/05/2023	15/05/2023	5 jours
■	Coupure d'électricité au laboratoire	27/06/2023	28/06/2023	1 jour
■	Coupure d'électricité au laboratoire	20/08/2023	22/08/2023	2 jours

Au cours de ces pannes, les cellules sont restées au repos dans l'enceinte climatique. Lorsque l'électricité était disponible, les cellules ont été maintenues à 25 °C sinon elles étaient à la température ambiante. La panne de l'enceinte climatique a également nécessité un déplacement complet du montage expérimental dans une nouvelle enceinte climatique. Le tableau 3.7 présente les principales perturbations de la campagne de test à 40 °C.

TABLEAU 3.7 – Principales perturbations de la campagne de test à 40 °C

Identification		Période		
Couleur	Nom	Début	Fin	Durée
●	Panne du cycleur	14/04/2022	07/10/2022	176 jours
■	Coupure d'électricité à l'université	13/10/2022	5/12/2022	53 jours
●	Panne du PC de contrôle	10/01/2023	19/01/2023	9 jours
■	Coupure d'électricité à l'université	10/05/2023	15/05/2023	5 jours
■	Coupure d'électricité au laboratoire	27/06/2023	28/06/2023	1 jour
■	Coupure d'électricité au laboratoire	20/08/2023	22/08/2023	2 jours

Ces événements ont été mis en évidence sur les images présentant l'évolution des grandeurs caractéristiques en fonction de la date.

3.3.2 Évolution de la capacité à 0 °C et 40 °C

La figure 3.15 présente l'évolution de la capacité en fonction de la date pendant la campagne de vieillissement à 0 °C.

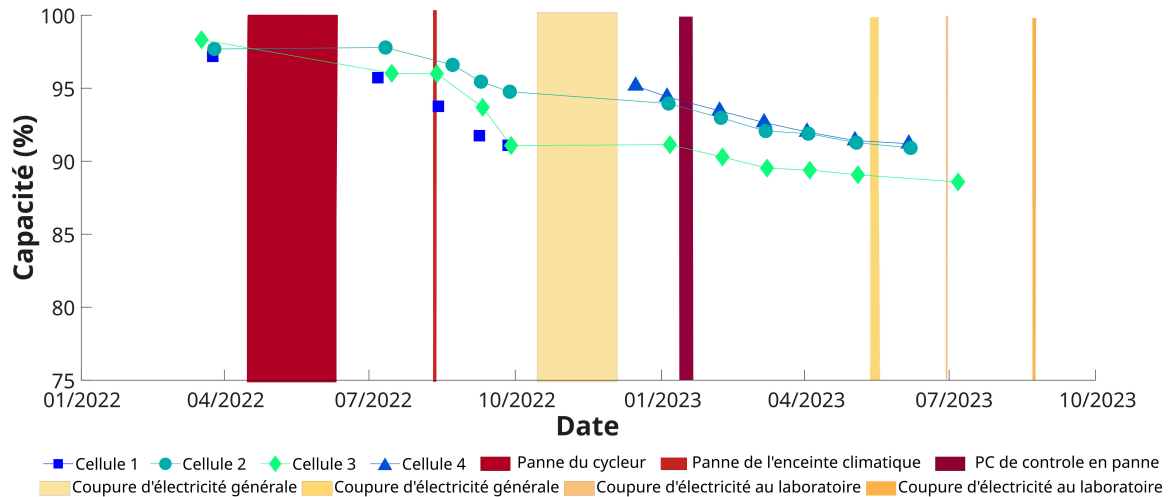


FIGURE 3.15 – Capacité en fonction de la date pendant la campagne de vieillissement à 0 °C.

La capacité présentée est mesurée en décharge à un courant de -94 A (-1C) et normalisée par rapport à la capacité nominale. Ce graphique montre que la dispersion des cellules tout comme leur vitesse de dégradation ont connu une évolution en deux phases. D'abord, lors de l'année 2022 qui aura été particulièrement perturbée, la dispersion s'est accrue et la vitesse de dégradation a fortement accélérée. Puis au cours de l'année 2023, la dispersion s'est maintenue et la vitesse de dégradation s'est stabilisée. La figure 3.16 présente l'évolution de la capacité en fonction de la date lors de la campagne de vieillissement à 40 °C.

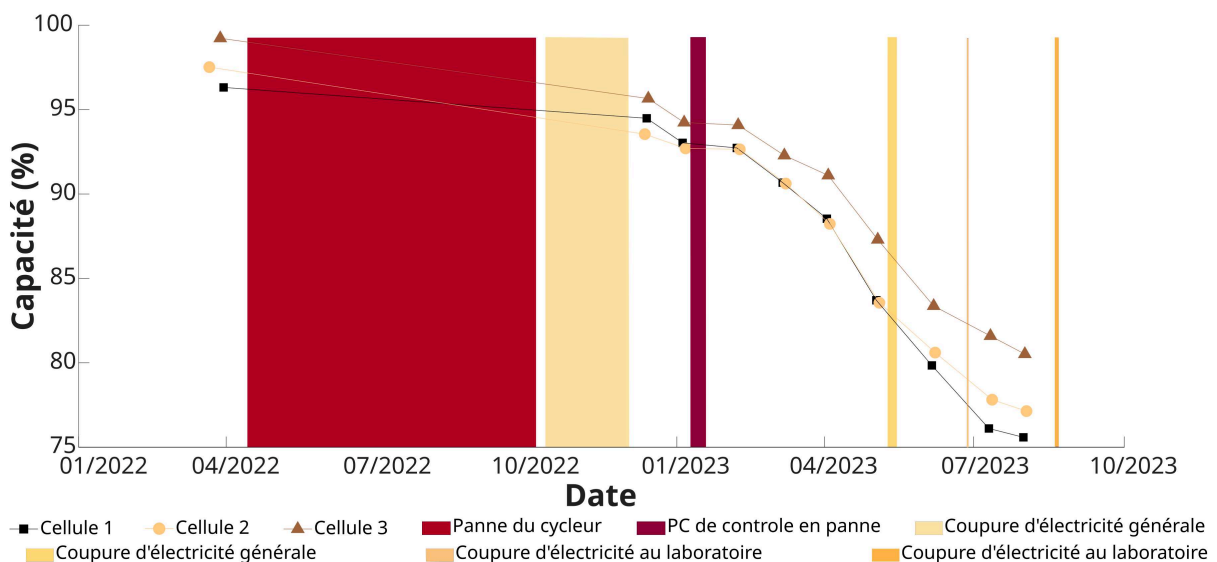


FIGURE 3.16 – Capacité en fonction de la date pendant la campagne de vieillissement à 40 °C.

Au cours de cette campagne, la dispersion des trois cellules tout comme leur vitesse de dégradation ont connu des évolutions comparables. D'abord lors de l'année 2022 qui aura été particulièrement perturbé, le vieillissement calendaire des cellules à température ambiante a entraîné de faibles évolutions de la capacité des cellules et de leurs dispersions. Au cours de l'année 2023, la reprise du cyclage a conduit à une accélération de la vitesse de dégradation des cellules ainsi qu'à une augmentation de la dispersion entre les cellules. La figure 3.17 présente l'évolution de la capacité en fonction du nombre de cycles au cours de la campagne de vieillissement à 40 °C.

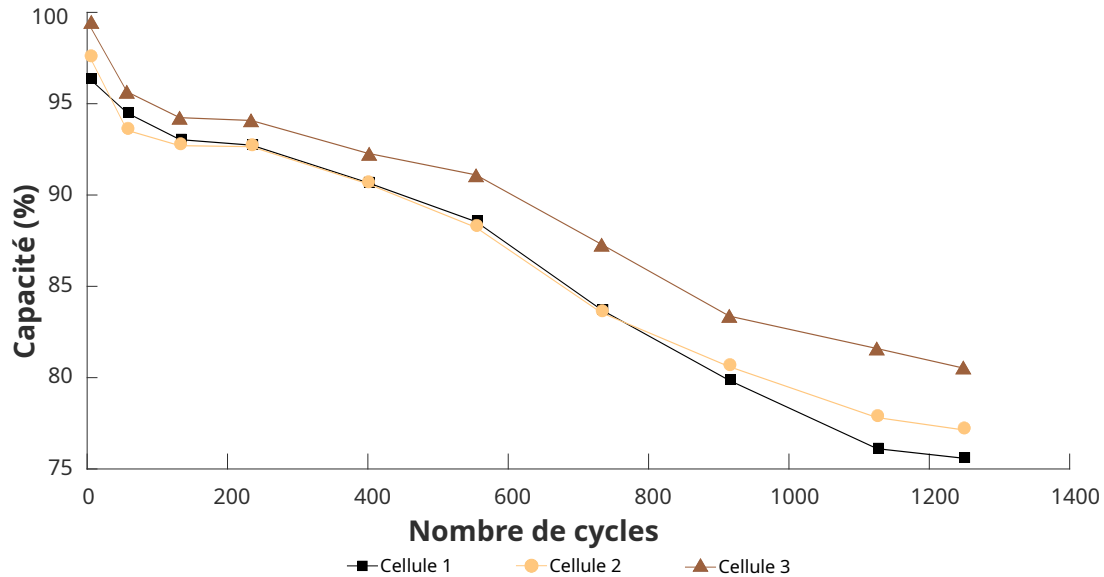


FIGURE 3.17 – Capacité en fonction du nombre de cycles pendant la campagne de vieillissement à 40 °C.

La perte de capacité est homogène pour les trois cellules et tout au long de la campagne avec une dégradation de l'ordre de 2 % pour 100 cycles. Ce graphique montre également que les caractérisations ont d'abord été réalisées tous les 90 cycles au début de la campagne puis tous les 150 cycles par la suite. La figure 3.18 présente l'évolution de la capacité en fonction du nombre de cycles pendant la campagne de vieillissement à 0 °C.

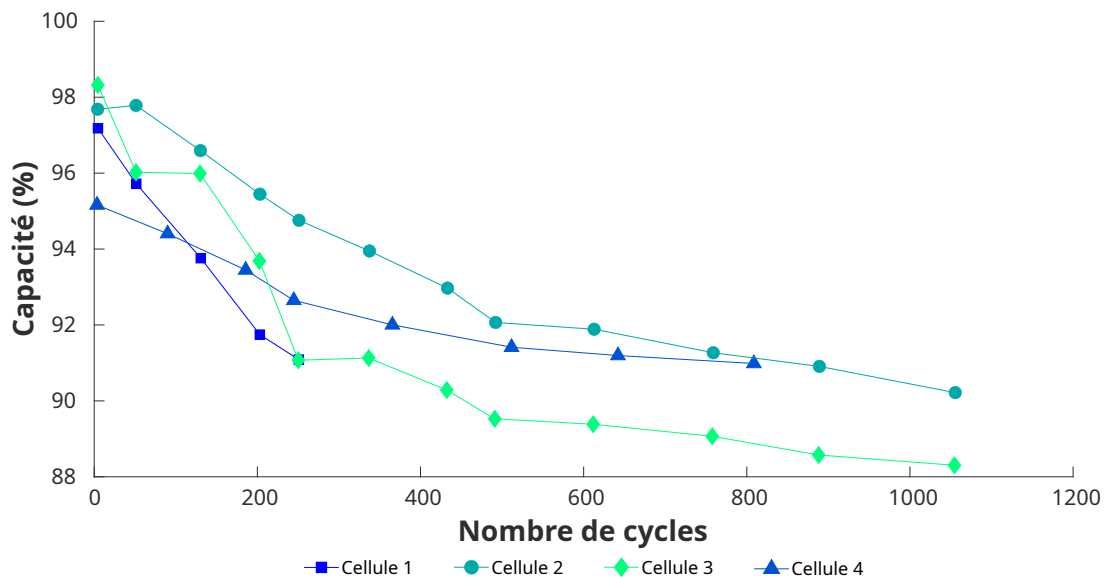


FIGURE 3.18 – Capacité en fonction du nombre de cycles pendant la campagne de vieillissement à 0 °C

En moyenne, la perte de capacité est de l'ordre de 1 % pour 100 cycles soit deux fois plus lente qu'à 40 °C. Pendant les 300 premiers cycles, cette vitesse était très différente pour les trois cellules testées puisque la cellule 3 avait une vitesse de dégradation de l'ordre de 2,4 % de perte de capacité pour 100 cycles contre 1,2 % pour la cellule 2. Après 300 cycles, un ralentissement et une homogénéisation des vitesses de dégradation sont observés. Ce ralentissement peut s'expliquer au moins en partie par l'évolution de la résistance des cellules qui est décrite en détail dans la partie suivante.

3.3.3 Évolution de la résistance à 0 °C et 40 °C

Pour étudier l'évolution de la résistance au cours du vieillissement, l'étape 2 du test de caractérisation réduit a été utilisée. La résistance étudiée est une résistance en charge mesurée à un état de charge de 50 % après 5 secondes d'une impulsion à un courant de 94 A (1 C). La figure 3.19 décrit l'évolution de la résistance des cellules en fonction de la date au cours de la campagne de vieillissement à 0 °C.

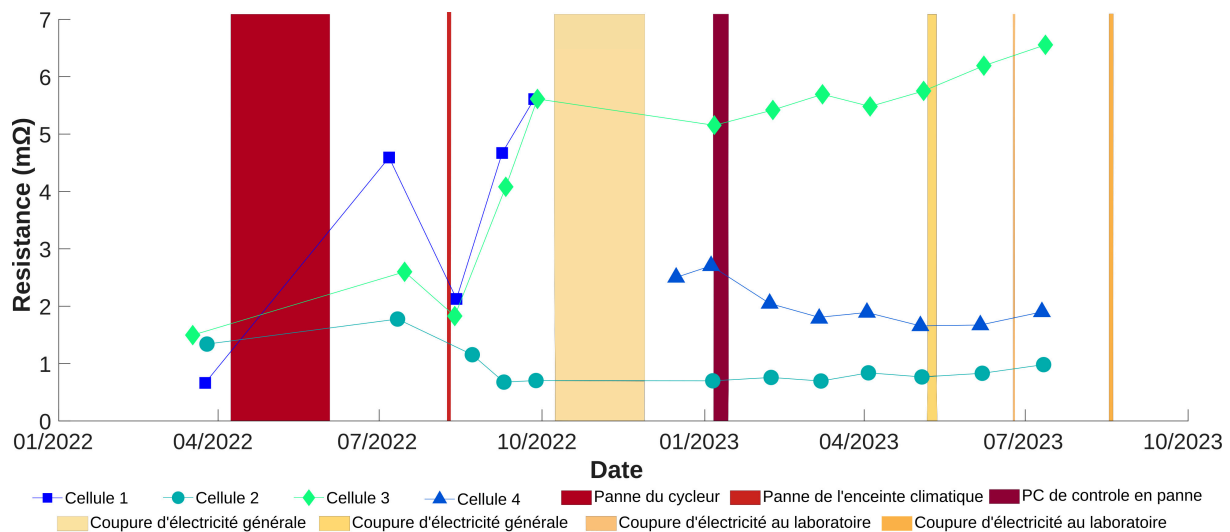


FIGURE 3.19 – Résistance en fonction de la date pendant la campagne de vieillissement à 0 °C

Sur ce graphique, une forte diminution de la résistance a pu être observée sur les cellules 1 et 3 en août 2022. Cette diminution s'explique par le changement de connectique opéré suite à la panne d'une enceinte climatique. Pour réaliser le déplacement des cellules dans une nouvelle enceinte climatique, les connectiques ont été démontées. Les mousses métalliques ECOCONTACT ont été intégrées à ce moment au montage de la connectique. Cet élément permet d'expliquer la forte réduction de la résistance observée sur les cellules 1 et 3 en août 2023. Les résistances de ces cellules ont toutefois continué d'augmenter au cours de la campagne de vieillissement. Cette évolution explique le ralentissement de la dégradation de capacité des cellules vieilles à 0 °C puisque ces cellules ont atteint plus rapidement les bornes de tension maximale et minimale ce qui entraîne une limitation de la puissance de cyclage. Les cellules 2 et 4 ont par contre conservé une résistance relativement stable au cours du temps. La figure 3.20 décrit l'évolution de la résistance des cellules en fonction de la date au cours de la campagne de vieillissement à 40 °C.

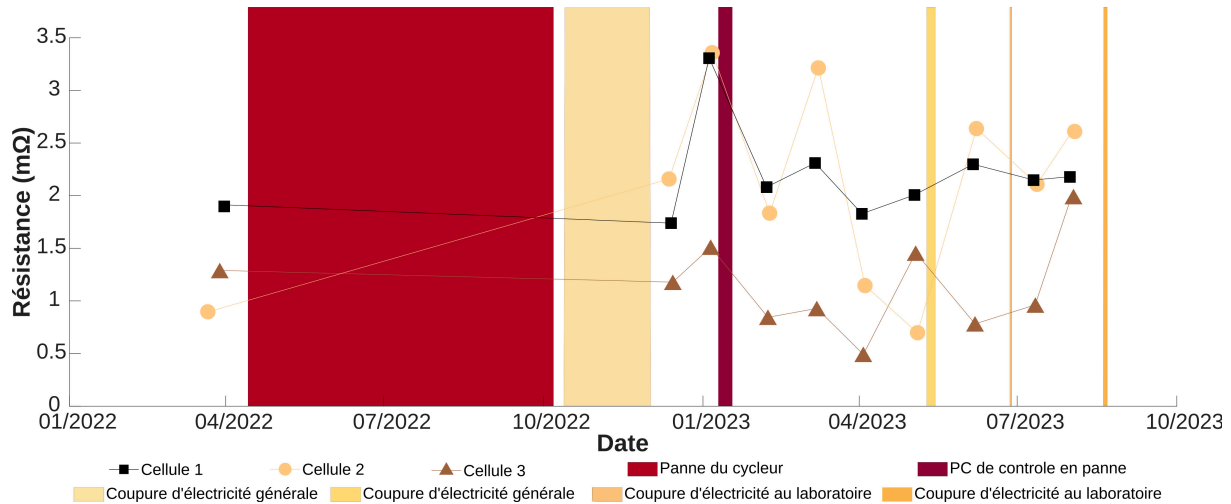


FIGURE 3.20 – Résistance en fonction de la date pendant la campagne de vieillissement à 40 °C

Contrairement aux cellules vieillies à 0 °C, les cellules utilisées dans la campagne à 40 °C ont conservé une résistance relativement stable au cours du temps. Cette stabilisation a permis de maintenir un cyclage à un niveau de puissance maximal au cours du temps. La figure 3.21 présente l'évolution de la résistance en fonction du nombre de cycles au cours de cette campagne.

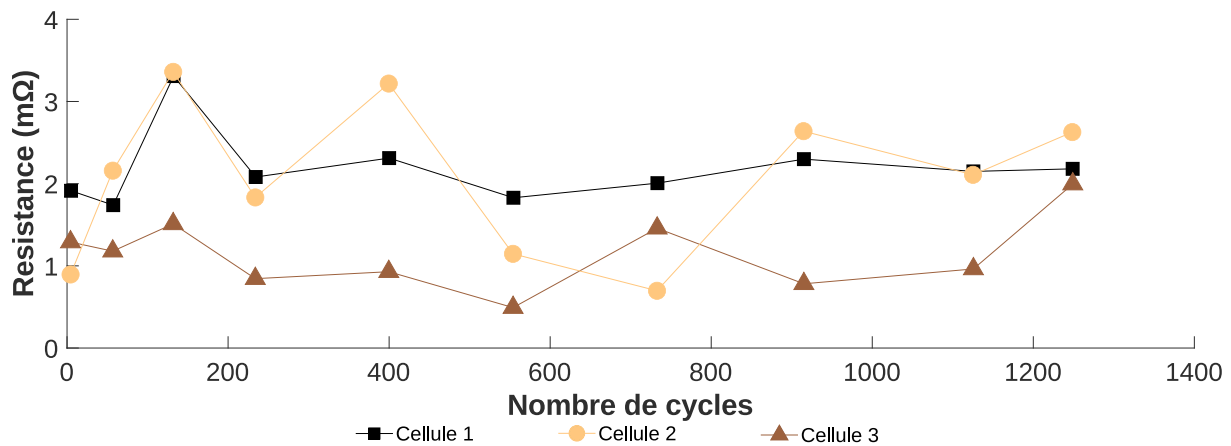


FIGURE 3.21 – Résistance en fonction du nombre de cycles pendant la campagne à 40 °C.

Ce graphique montre bien que la résistance reste relativement stable au cours de la campagne de vieillissement à 40 °C. La figure 3.22 présente l'évolution de la résistance en fonction du nombre de cycles au cours de la campagne de vieillissement à 0 °C.

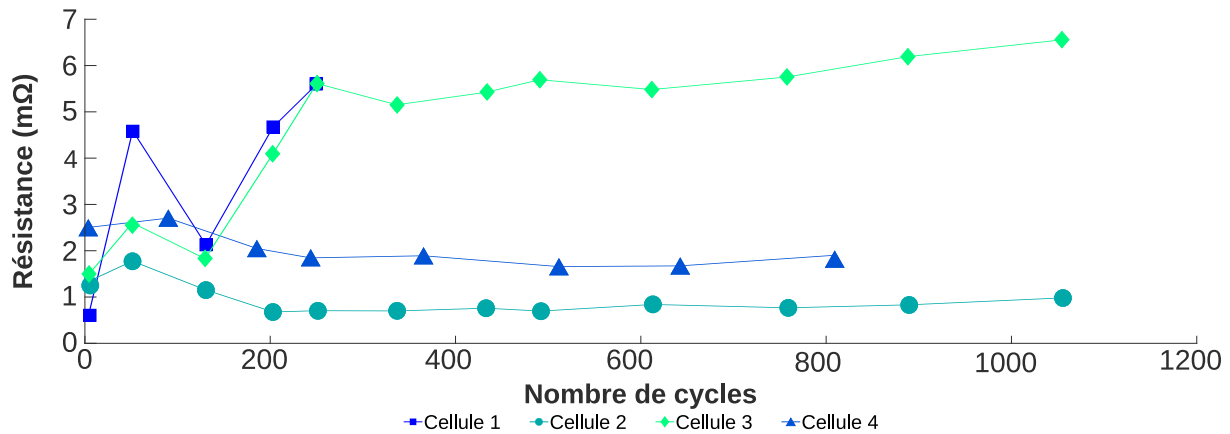


FIGURE 3.22 – Résistance en fonction du nombres de cycles pendant le vieillissement à 0 °C

Ce graphique permet de distinguer deux phases dans la campagne de vieillissement. Avant 200 cycles, les cellules ont conservé des valeurs de résistance et une dispersion globalement comparables avec les niveaux de la caractérisation initiale. Entre 200 et 300 cycles, les cellules 1 et 3 présentent une forte augmentation de la résistance. Après sa dernière caractérisation, la tension de la cellule 1 a été mesurée à zéro volts. Hormis cette tension anormale et un gonflement de la cellule, cette défaillance n'a eu aucune conséquence. Pour la cellule 3, cette forte augmentation a été suivie d'une lente augmentation. La vitesse d'augmentation de sa résistance a été de 67 % pour 100 cycles au cours de la première phase puis de 4 % par la suite.

Le paragraphe suivant montre que les dégradation conjuguées de la capacité et de la résistance ont eu pour conséquence de dégrader le rendement des cellules.

3.3.4 Évolution du rendement à 0 °C et 40 °C

Dans cette partie, le rendement est déterminé au cours de l'étape 1 du test de caractérisation réduit. Le rendement est calculé en divisant la tension en décharge par la tension en charge au cours des phases à courant constant d'un cycle à ± 94 A (± 1 C). Cette méthode permet d'obtenir un rendement à différents états de charge. Le rendement moyen peut ensuite être calculé. La figure 3.23 présente l'évolution du rendement moyen des cellules en fonction de la date au cours de la campagne de vieillissement à 0 °C.

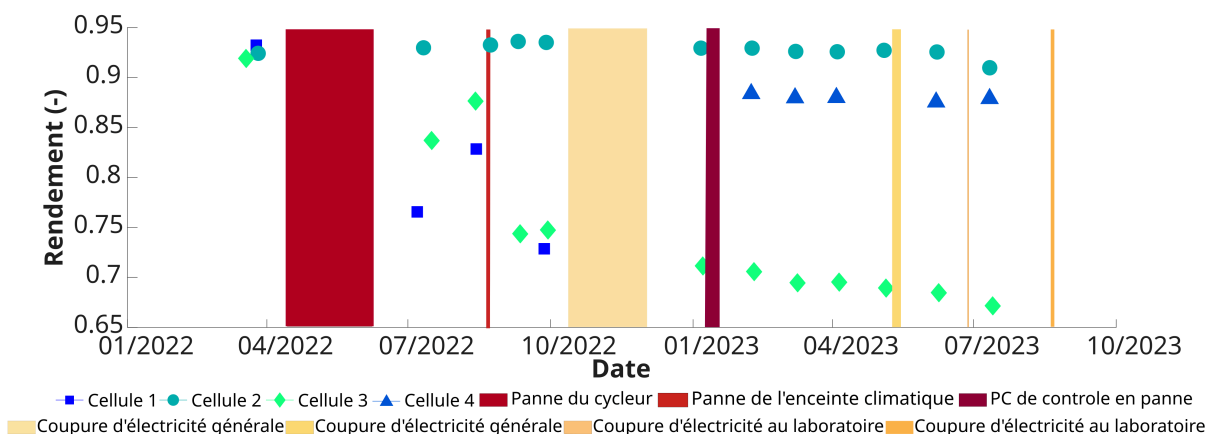


FIGURE 3.23 – Évolution du rendement pendant le vieillissement à 0 °C

À l'image de ce qui a été observé pour la capacité et la résistance, l'évolution du rendement des cellules 2 et 4 est resté stable et supérieur à 85 %. Pour les cellules 1 et 3, le rendement a été fortement dégradé puisqu'une perte supérieure à 25 % a été observée.

La figure 3.24 présente l'évolution du rendement en fonction du nombre de cycles.

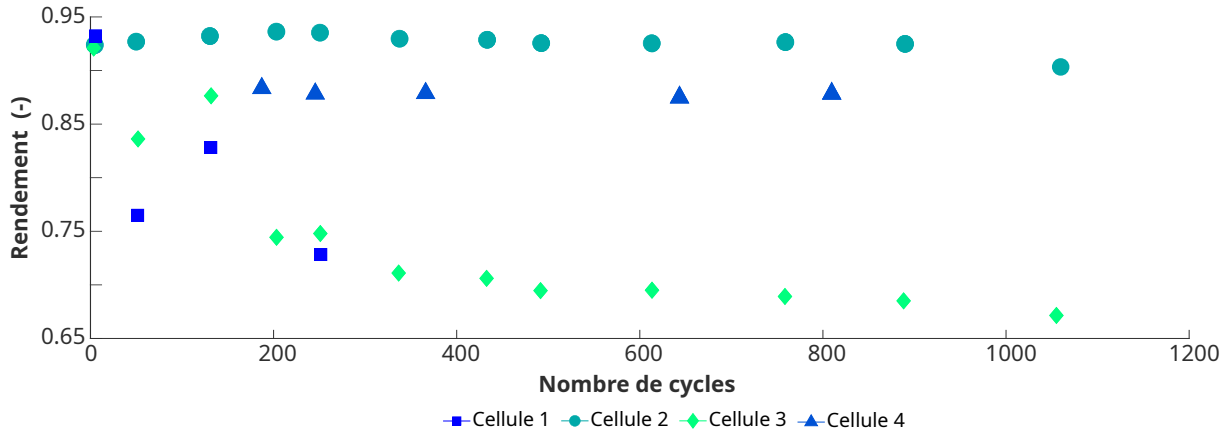


FIGURE 3.24 – Évolution du rendement en fonction du nombre de cycles pendant le vieillissement à 0 °C

Pour les cellules 2 et 4, le rendement moyen s'est dégradé à une vitesse de 1 % pour 1 000 cycles. Pour les cellules 1 et 3, la vitesse de dégradation est de 20 % sur les 300 premiers cycles puis de 2 % sur la suite de la campagne. La figure 3.25 présente l'évolution des courbes de rendement de la cellule 2 en fonction de l'état de charge au cours de la campagne de vieillissement à 0 °C.

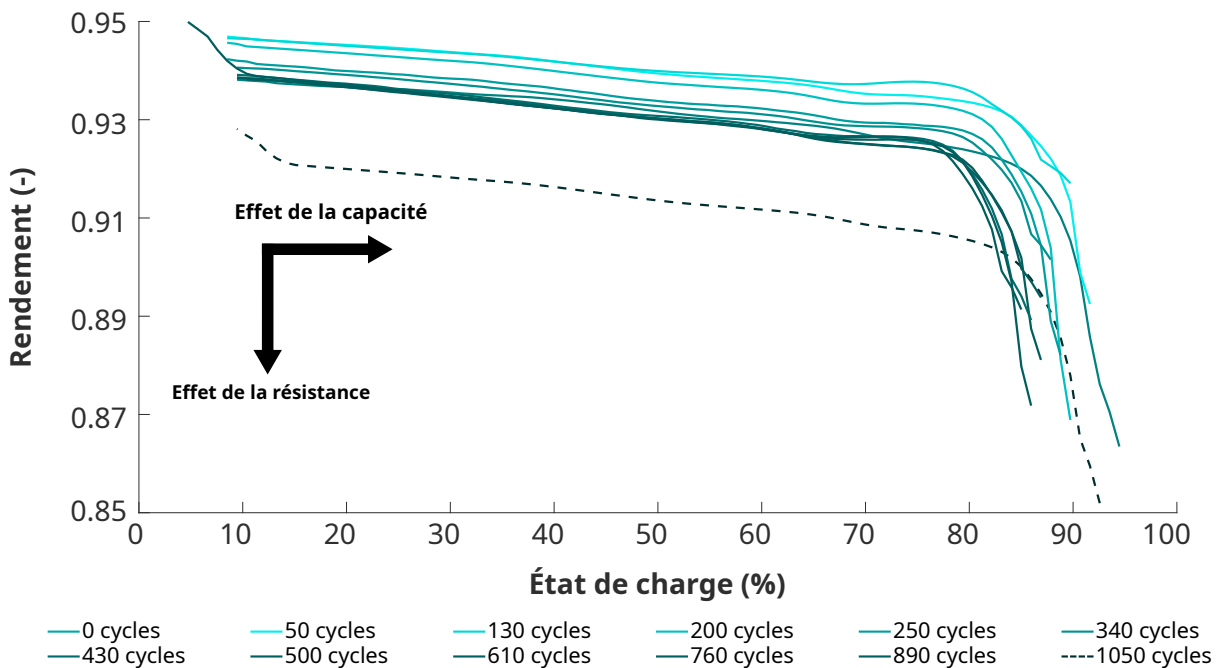


FIGURE 3.25 – Évolution des courbes de rendement en fonction de l'état de charge avec le nombre de cycles de vieillissement à 0 °C.

L'évolution de ces courbes sur l'axe des ordonnées s'explique principalement par l'augmentation de la résistance tandis que la réduction de la capacité explique la rétractation de la courbe selon l'axe des abscisses.

La figure 3.26 présente l'évolution du rendement moyen au cours de la campagne de vieillissement à 40 °C.

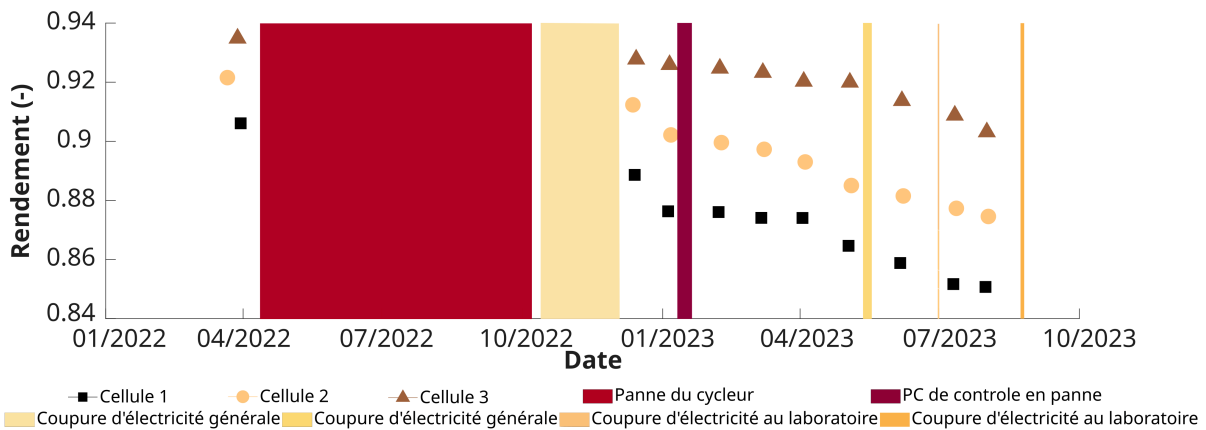


FIGURE 3.26 – Évolution du rendement moyen en fonction de la date pendant la campagne à 40 °C.

À l'image de ce qui a été observé pour la capacité sur cette campagne, le rendement s'est dégradé de manière homogène entre les cellules et à une vitesse de dégradation stable. La figure 3.27 présente l'évolution du rendement avec le nombre de cycles pendant la campagne de vieillissement à 40 °C.

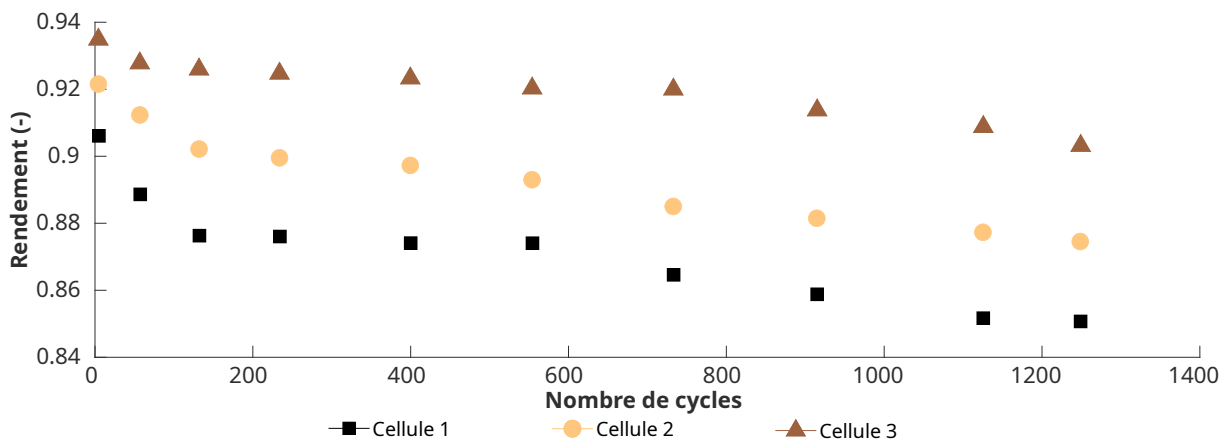


FIGURE 3.27 – Évolution du rendement moyen en fonction du nombre de cycles pendant la campagne de vieillissement à 40 °C.

Pour les trois cellules, le rendement moyen s'est dégradé d'environ 3 % pour 1 200 cycles.

La figure 3.28 présente l'évolution des courbes de rendement de la cellule 2 en fonction de l'état de charge au cours de la campagne de vieillissement à 40 °C.

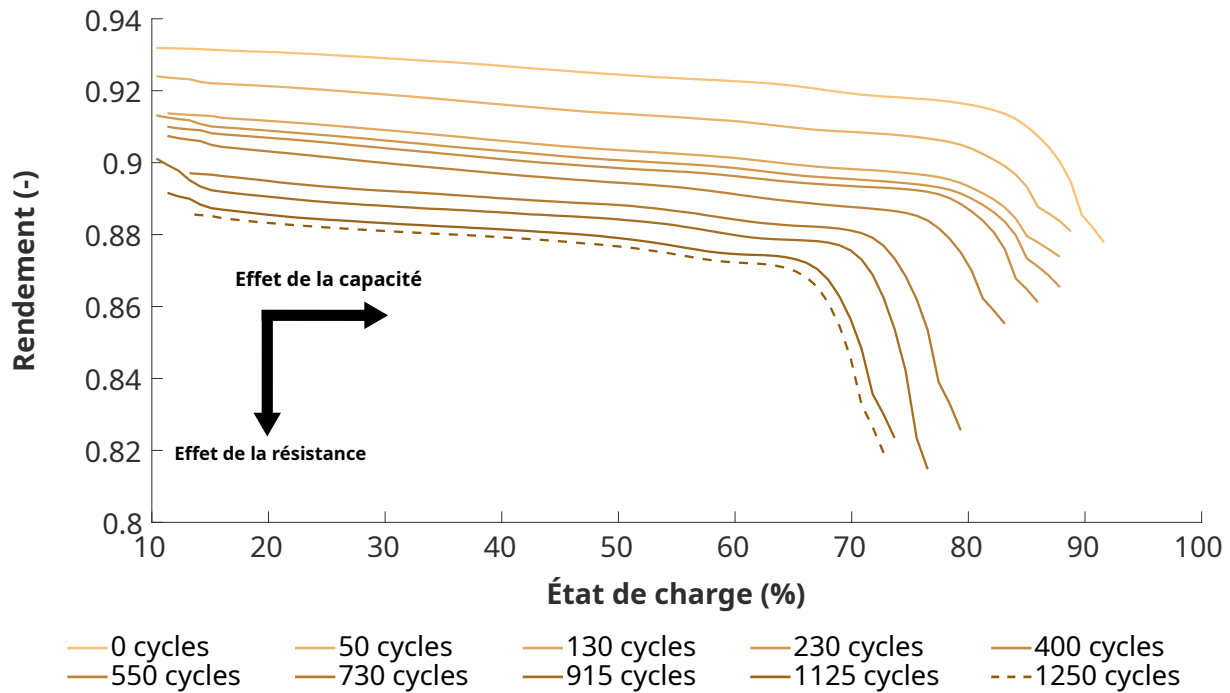


FIGURE 3.28 – Évolution des courbes de rendement en fonction de l'état de charge avec le nombre de cycles de vieillissement à 40 °C.

L'évolution de ces courbes sur l'axe des ordonnées s'explique principalement par l'augmentation de la résistance tandis que la réduction de la capacité explique la rétractation de la courbe selon l'axe des abscisses.

3.3.5 Comparaison des performances initiales et finales

Les paragraphes précédents ont présenté l'allure du cycle en début de vie et les résultats issus des tests de caractérisation réguliers. Dans cette partie une comparaison du comportement et des performances des cellules avant et après la campagne de vieillissement est présentée. La figure 3.29 présente l'évolution du profil de cyclage entre le début et la fin de la campagne de vieillissement à 0 °C.

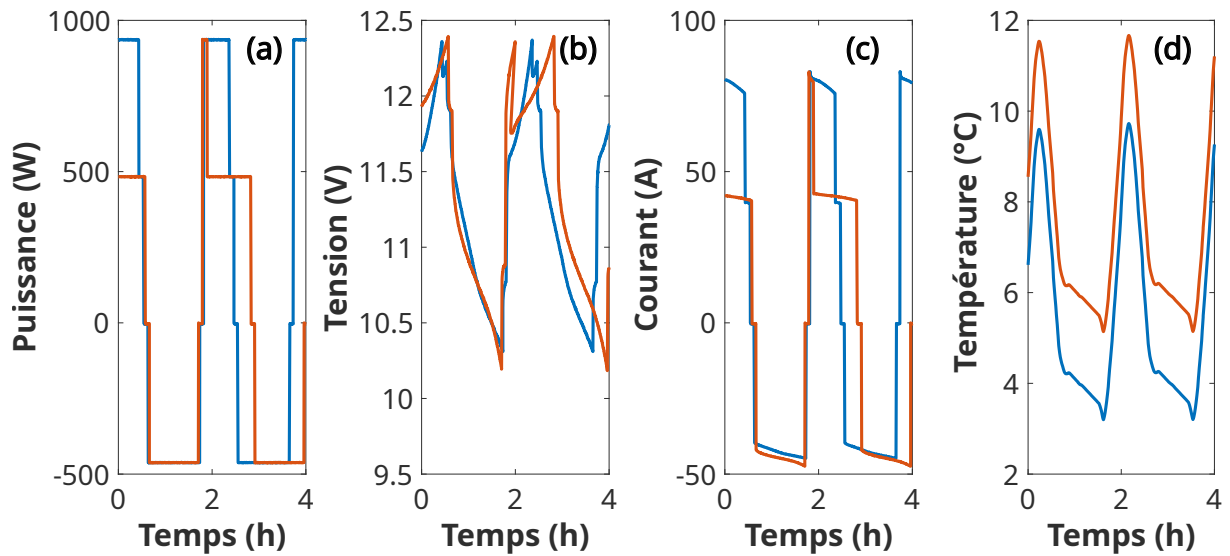


FIGURE 3.29 – Évolution du profil de cyclage entre le début (courbe bleue) et la fin (courbe orange) de la campagne de vieillissement à 0 °C.

La figure (a) présente l'évolution de la puissance du cycle. En fin de campagne de vieillissement, l'augmentation de la résistance des cellules a engendré une réduction de la puissance de cyclage. La figure (b) permet d'expliquer ce résultat puisque la plage de variation de la tension s'est agrandie et que le seuil de tension maximale est atteint plus rapidement en fin de campagne. La figure (c) montre l'évolution du courant au cours de la campagne. Une réduction du courant de charge peut être observée. Ce comportement s'explique également par l'augmentation de la tension. La puissance délivrée par une batterie peut être déterminée en calculant le produit de sa tension et du courant qu'elle délivre. L'augmentation de la tension moyenne des cellules a donc permis de réduire le courant de cyclage. La figure (d) montre que malgré cette réduction du courant, l'échauffement des cellules a augmenté de près de 2 °C. La figure 3.30 présente les mêmes graphiques pour la campagne de vieillissement à 40 °C.

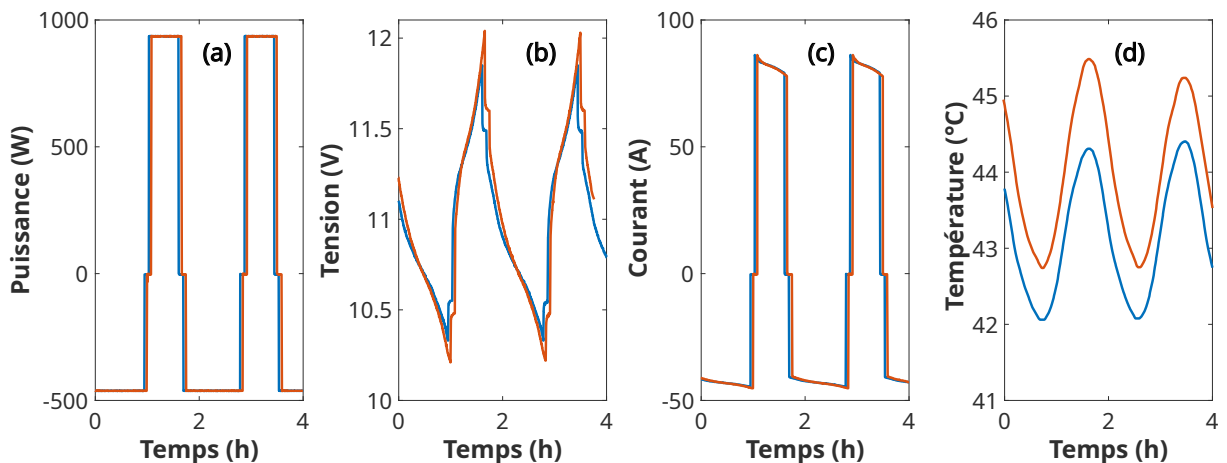


FIGURE 3.30 – Évolution du profil de cyclage entre le début (courbe bleue) et la fin (courbe orange) de la campagne de vieillissement à 40 °C.

Les graphiques (a), (b) et (c) présentent respectivement l'évolution de la puissance, de la tension et du courant au cours du cyclage. Contrairement à la campagne à 0 °C, ces profils évoluent peu pour cette campagne. La stabilisation de la résistance des cellules a permis de maintenir le niveau de puissance maximal. La plage de variation de tension a légèrement augmentée mais ce changement est beaucoup

moins important que pour la campagne à 0 °C. Par contre, la figure (d) montre que l'augmentation de l'échauffement est de 2 °C, soit du même ordre de grandeur que pour la campagne à 0 °C.

La figure 3.31 présente l'évolution des spectroscopies d'impédance avant (ligne bleue) et après (ligne orange) la campagne de vieillissement à 0 °C. La contribution ohmique des impédances à la fréquence de résonance a été retirée pour améliorer la lisibilité et faciliter l'interprétation des résultats.

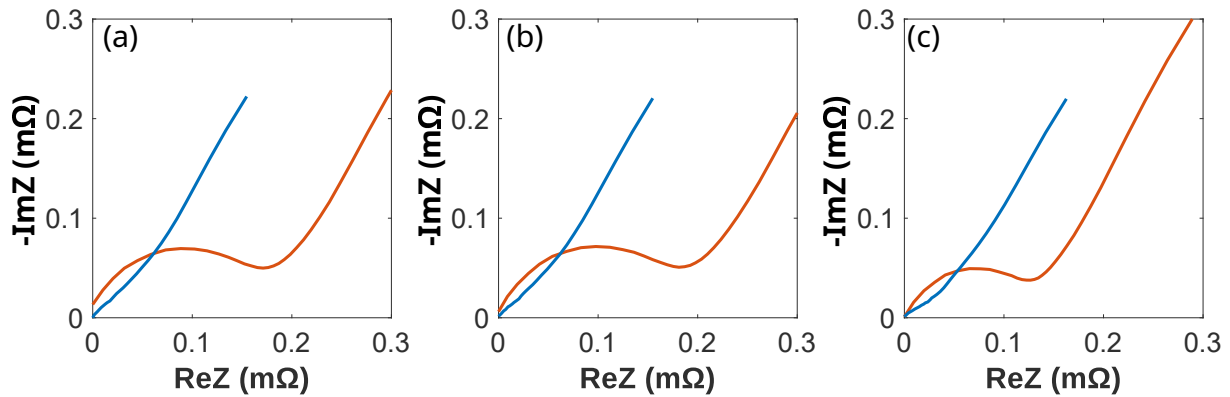


FIGURE 3.31 – Résultats des spectroscopies d'impédance sans la contribution ohmique à la fréquence de résonance avant (bleue) et après (orange) la campagne de vieillissement à 0 °C. (a) présente la cellule 2, (b) la cellule 3 et (c) la cellule 4. La cellule 1 n'apparaît pas en raison de sa défaillance.

Pour les trois cellules, une croissance importante de la résistance de transfert de charge est observée. Les graphiques 3.32 présentent l'évolution des spectroscopies d'impédance avant (ligne bleue) et après (ligne orange) la campagne de vieillissement à 40 °C. La contribution ohmique des impédances à la fréquence de résonance a été retirée pour améliorer la lisibilité et faciliter l'interprétation des résultats.

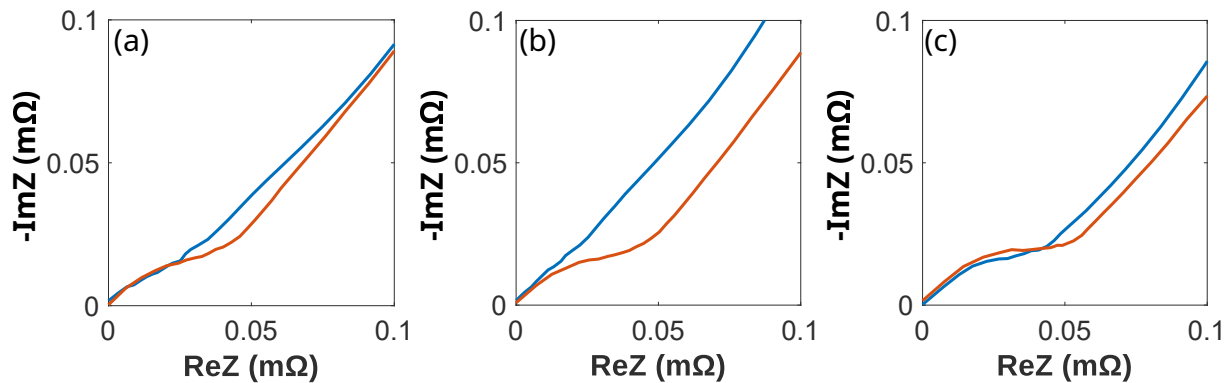


FIGURE 3.32 – Résultats des spectroscopies d'impédance sans la contribution ohmique à la fréquence de résonance avant (bleue) et après (orange) la campagne de vieillissement à 40 °C. (a) présente la cellule 1, (b) la cellule 2 et (c) la cellule 3.

Pour les trois cellules, une légère croissance de la résistance de transfert de charge peut être observée. Cette évolution est bien moins importante que pour la campagne à 0 °C.

Les graphiques 3.33 présentent l'évolution de la courbe de capacité incrémentale avant (ligne bleue) et après (ligne orange) la campagne de vieillissement à 0 °C.

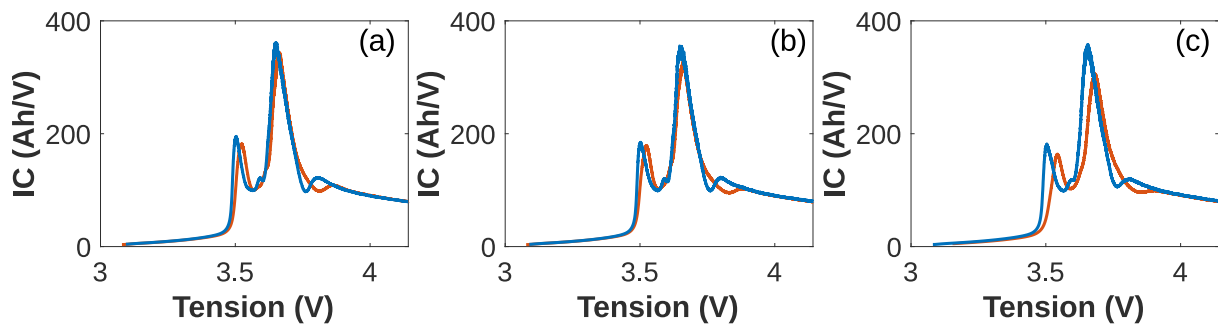


FIGURE 3.33 – Résultats d'analyse incrémentale de la capacité avant (bleu) et après (orange) la campagne de vieillissement à 0 °C. (a) présente la cellule 2, (b) la cellule 3 et (c) la cellule 4. La cellule 1 n'apparaît pas en raison de sa défaillance.

Les courbes de capacité incrémentale présentent les mêmes évolutions pour les trois cellules. Le pic A décroît légèrement en termes d'intensité et se décale vers des niveaux de tension plus élevés. Le pic B décroît légèrement en termes d'intensité tandis que la vallée C se lisse. Finalement, l'intensité à 4 V reste globalement inchangée. D'après [Berecibar 2016], les évolutions observées témoignent du fait que la perte de lithium cyclable est un mode de dégradation important pour les cellules vieilles dans cette campagne à 0 °C.

Les graphiques 3.34 présentent l'évolution de la courbe de capacité incrémentale avant (ligne bleue) et après (ligne orange) la campagne de vieillissement à 40 °C.

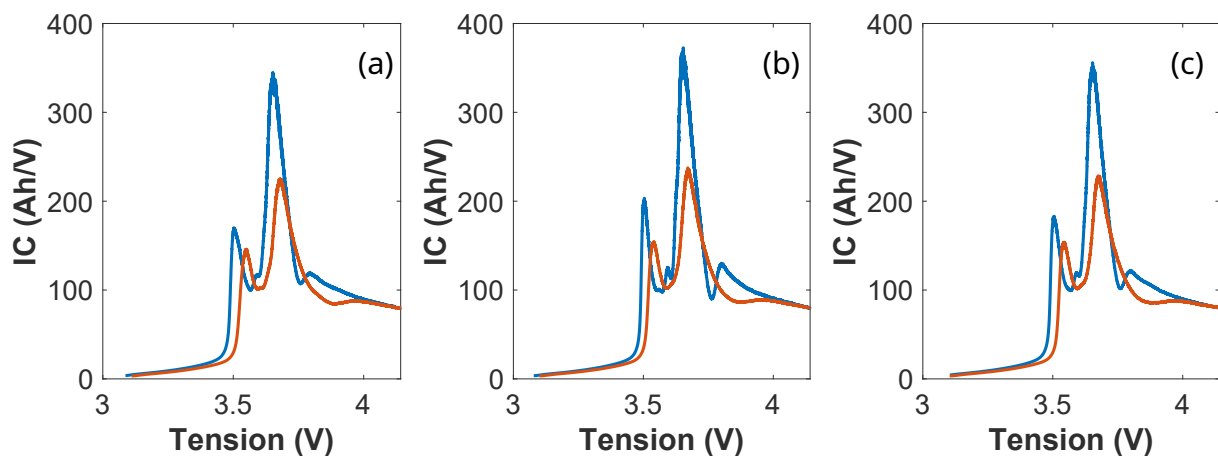


FIGURE 3.34 – Résultats d'analyse incrémentale de la capacité avant (bleu) et après (orange) la campagne de vieillissement à 40 °C. (a) présente la cellule 1, (b) la cellule 2 et (c) la cellule 3.

Les courbes d'analyse incrémentale de la capacité présentent les mêmes évolutions pour les trois cellules. Les tendances observées sur la campagne à 0 °C sont également identifiables sur ces graphiques mais de manière plus prononcée. Le pic A décroît en termes d'intensité et se décale vers des niveaux de tension plus élevés. Le pic B décroît en termes d'intensité tandis que la vallée C se lisse. Finalement, l'intensité à 4 V reste globalement inchangée. D'après [Berecibar 2016], les évolutions observées témoignent du fait que la perte de lithium cyclable est un mode de dégradation important pour les cellules vieilles dans cette campagne à 40 °C.

3.4 Conclusions et perspectives

Cette partie présente le bilan des campagnes de vieillissement à 0 °C et 40 °C. Les résultats obtenus sont ensuite comparés aux travaux de la littérature.

3.4.1 Bilans des campagnes de vieillissement

La campagne de vieillissement à 0 °C a été mise en place pour évaluer l'évolution de la dégradation de batteries réutilisées dans un usage mobile à basse température. Les vitesses de dégradation et la dispersion des grandeurs caractéristiques de quatre cellules testées dans les mêmes conditions expérimentales ont été évaluées. Le tableau 3.8 présente un bilan des résultats obtenus.

TABLEAU 3.8 – Bilan de la campagne de vieillissement à 0 °C

Cellules		Début de 2 ^{de} vie			Fin de 2 ^{de} vie					
Marqueur	Identifiant	Usage	Q(Ah)	R(mΩ)	$\eta(-)$	Usage	Q(Ah)	R(mΩ)	$\eta(-)$	
■	Cellule 1	Véhicule électrique	92,5	0,7	0,93	Chargeur mobile	86,7	5,6	0,73	
●	Cellule 2		93,0	1,3	0,93		86,5	0,8	0,91	
◆	Cellule 3		93,6	1,5	0,92		84,3	5,9	0,67	
▲	Cellule 4		90,5	2,5	0,93		86,8	1,7	0,88	
Dispersion ($k = \frac{\sigma}{\mu}$)			1,4 %	49,9 %	0,5 %		1,4 %	75,0 %	14,5 %	
Dégradation sur l'ensemble de la campagne								-7,4 %	+103,2 %	-14,0 %

La dispersion entre les capacités des cellules est restée stable au cours de la campagne. L'évolution des résistances et les rendements des cellules ont suivi une autre tendance puisque leur dispersion a fortement augmenté au cours de la campagne. Ces deux indicateurs de performance se sont également fortement dégradés au cours de la campagne. L'analyse des spectroscopies d'impédance a permis de montrer que les cellules ont connu une forte augmentation de leurs résistances de transfert de charge. Le suivi des points caractéristiques de la courbe incrémentale de la capacité a permis de faire l'hypothèse que la perte de lithium cyclable a été un mode de dégradation important au cours de cette campagne à 0 °C.

La campagne de vieillissement à 40 °C a été mise en place pour évaluer l'évolution de la dégradation de batteries réutilisées dans un usage mobile à haute température. Le tableau 3.9 présente un bilan des résultats obtenus.

TABLEAU 3.9 – Bilan de la campagne de vieillissement à 40 °C

Cellules		Début de 2 ^{de} vie			Fin de 2 ^{de} vie					
Marqueur	Identifiant	Usage	Q(Ah)	R(mΩ)	$\eta(-)$	Usage	Q(Ah)	R(mΩ)	$\eta(-)$	
■	Cellule 1	Véhicule électrique	91,7	1,9	0,90	Chargeur mobile	72,0	2,2	0,85	
●	Cellule 2		92,8	0,8	0,92		73,4	2,6	0,87	
▲	Cellule 3		93,4	1,3	0,93		76,6	2,0	0,9	
Dispersion ($k = \frac{\sigma}{\mu}$)			0,93 %	41,3 %	1,7 %		3,2 %	13,5 %	2,9 %	
Dégradation sur l'ensemble de la campagne								-20,1 %	+90,7 %	-4,5 %

Au cours de cette campagne, la dispersion des trois grandeurs caractéristiques s'est accrue. La dégradation de la capacité a également été plus de deux fois plus rapide pour cette campagne que pour celle à 0 °C.

L'analyse des spectroscopies d'impédance a permis de montrer que les cellules ont connu une augmentation de leurs résistances de transfert de charge. Le suivi des points caractéristiques de la courbe d'analyse incrémentale de la capacité a permis de faire l'hypothèse que la perte de lithium cyclable a été un mode de dégradation important au cours de cette campagne à 40 °C.

3.4.2 Positionnement des travaux par rapport à la littérature

Ce paragraphe vise à positionner les résultats présentés dans ce chapitre par rapport à la littérature. Le tableau 3.10 présente les travaux de la littérature.

TABLEAU 3.10 – Conditions expérimentales des travaux existants sur le vieillissement de batteries réutilisées.

Référence	Nombre et type	Cellule			Q_{nom}	1ère vie	Usage		Facteurs		
		Chimie	Format	2 ^{nde} vie			T	I	DoD	SoC_{moyen}	
[Jiang 2018]	6 cellules	LFP/C	Prismatique	60	Voiture	Stationnaire		X	X	X	
[Xu 2019]	1 cellule	LFP/C	Poche	22	Chargeur	Stationnaire					
[Braco 2020]	6 cellules	LMO/C	Poche	66	Voiture	Synthétique					
[Garg 2020]	2 cellules	NMC/C	18650	8	Vélo	Synthétique					
[Garg 2020]	1 cellule	NMC/C	18650	10	Vélo	Synthétique					
[Zhang 2020c]	1 module	LFP/C	26650	40	Voiture	Synthétique	X	X		X	
[Fan 2022]	16 cellules	LFP/C	Cylindrique	15,5	Voiture	Synthétique					
[Huang 2022]	1 module	LFP/C	26650	40	Voiture	Synthétique					
[Liu 2022]	1 cellule	NCA/C+Si	21700	4,8	Voiture	Synthétique					
[Lv 2022]	6 cellules	LFP/C	32650	5,5	Inconnu	Synthétique	X				
[Sun 2022a, Sun 2022b]	1 module	LFP/C	26650	40	Voiture	Synthétique	X	X		X	
[Lin 2023]	1 cellule	LFP/C	Prismatique	200	Inconnu	Synthétique					
[Tran 2023]	12 cellules	LCO/C	18650	2,175	Vélo	Synthétique					
[Wang 2023]	3 cellules	LFP/C	32650	5,2	Inconnu	Synthétique	X				
[Wen 2023]	1 cellule	LFP/C	26650	40	Voiture	Synthétique					
[Zhang 2023]	2 cellules	NCA/C+Si	21700	4,8	Voiture	Synthétique			X		
[Zhang 2023]	2 modules	LFP/C	26650	40	Voiture	Synthétique		X			
Hassini	6 cellules	NMC/C	Prismatique	94	Voiture	Chargeur mobile	X				

Ce tableau présente plusieurs travaux de vieillissement ayant été réalisés sur des batteries ayant eu une première vie en usage réel. Parmi les 18 travaux présentés, 11 ont étudié des batteries issues de véhicules électriques. 3 ont étudié des batteries de vélo et 1 une batterie de station de recharge fixe. Pour trois travaux, la première vie n'est pas connue. Cette observation permet de mettre en évidence la diversité de batteries pouvant faire l'objet d'un réemploi. Ce constat est renforcé par la diversité de technologie de batteries ayant été testées. Concernant la nature des travaux de vieillissement réalisés sur ces batteries, le tableau 3.11 recense les conditions expérimentales utilisées dans les études de vieillissement ayant porté sur des batteries réutilisées.

TABLEAU 3.11 – Synthèse des travaux expérimentaux existants sur le vieillissement de batteries réutilisées.

Référence	Température	Conditions de vieillissement		Caractéristiques initiales		Caractéristiques finales		Tendance	
		Cycle charge/décharge	$SoC_{max/min}$	I charge/décharge	Dégradation sur 100 cycles	Dégradation sur 100 cycles	Dispersion	Vitesse de dégradation	
[Jiang 2018]	25 °C	Régulation de fréquence	55,60,90/48,3,36,7,30	1,5,1,25,0,5/1,5,1,25,1	1,8 %	1,51 %	3,3 %	1,15 %	↗ ↘
[Xu 2019]	25 °C	CC/CC	100/0	0,5/0,5	0 %	6,00 %	0 %	3,70 %	↗ ↘
[Braco 2020]	25 °C	CCCV/CC	100/0	1/1	4,7 %	0,67 %	0 %	0,89 %	↗ ↘
[Garg 2020]	25 °C	CC/CC	90/10	0,4,0,3/0,4,0,3	16,3 %	26,8 %	29,0 %	28,4 %	↗ ↘
[Zhang 2020c]	25 °C	CCCV/CC	80,100/30,0	1,0,3,0,2,2/1,0,3,0,2,2	4,1 %	1,95 %	11,9 %	1,22 %	↗ ↘
[Fan 2022]	25 °C	CCCV/Impulsions	100/0	1/0,67	1,6 %	12,32 %	31,4 %	26,07 %	↗ ↘
[Huang 2022]	25 °C	CCCV/CC	100/0	2/2	0 %	?	0 %	5,67 %	↗ ↘
[Liu 2022]	25 °C	CC/CC	100/0	0,5/0,5	0 %	10,77 %	0 %	7,59 %	↗ ↘
[Lv 2022]	?	CC/CC	100/0	0,45,0,9/0,45,0,9	17,3 %	8,07 %	67,1 %	16,57 %	↗ ↘
[Sun 2022a]	25 °C	CC/CC	80/30	2/2	0 %	1,12 %	0 %	0,95 %	↗ ↘
[Sun 2022b]	25 °C	CC/CC	100/0	1/1	0 %	?	0 %	4,01 %	↗ ↘
[Tran 2023]	22°C	CCCV/CC	100/0	0,8/0,8	18,0 %	29,24 %	19,5 %	15,61 %	↗ ↘
[Lin 2023]	25 °C	CC/CC	100/0	0,3,1/0,3,0,5	3,7 %	12,32 %	0,95 %	8,12 %	↗ ↘
[Wang 2023]	25 °C	CC/CC	100/0	0,5,1,2/0,5,1,2	0,7 %	0,06 %	25,0 %	3,42 %	↗ ↘
[Wen 2023]	25 °C	CC/CC	100/0	0,5/0,5	0 %	4,24 %	0 %	2,38 %	↗ ↘
[Zhang 2023]	25 °C	CCCV/CC	100/0	0,2,0,5,2/0,2,0,5,2	3,6 %	?	19,4 %	3,88 %	↗ ↘
Hassini	0 °C	Chargeur mobile	70/20	0,85/0,42	1,4 %	2,2 %	0,5 %	0,5 %	→ ↘
Hassini	40 °C	Chargeur mobile	70/20	0,85/0,42	0,93 %	4,1 %	3,2 %	0,97 %	↗ ↘

Plusieurs auteurs se sont intéressés à l'effet du courant et de la profondeur de décharge sur le vieillissement des batteries de seconde vie. La plupart des études ont porté sur le vieillissement d'une ou plusieurs batteries dans des conditions expérimentales fixées. L'ensemble des travaux ont été réalisés à 25 °C. Ce travail est le premier à étudier l'influence de la température sur le vieillissement des batteries de seconde vie. Ce travail se distingue également par le profil de cyclage utilisé. Cette étude fait partie des trois travaux ayant utilisé des profils de cyclage s'approchant d'un usage réel. Dans la majorité des travaux, des profils de courant typiques d'expérimentations en laboratoire ont été utilisés (CC,CCCV). Ce tableau

complété par les travaux de recherche de ce chapitre permet de mettre en évidence l'importance du suivi de la dispersion des batteries. Dans la plupart des travaux, la dispersion de capacité en fin de campagne est plus importante que celle en début de campagne. Il n'est pas possible de conclure concernant l'évolution de la vitesse de dégradation puisque des comportements très différents ont été observés en fonction des études. De nouveaux travaux sont nécessaires afin d'améliorer l'état des connaissances sur ce sujet. La mise en place de projets tels que COMUTES², MOBICUS ou SIMCAL visant à mutualiser les moyens et les résultats expérimentaux est souhaitable pour minimiser le coût et l'impact environnemental des expérimentations [Grolleau 2013, Ben-Marzouk 2016, Delaille 2013].

La figure 3.35 présente l'évolution de l'état de santé relatif à la capacité en fonction du nombre des cycles complets pour les différents travaux décrits dans le tableau 3.10.

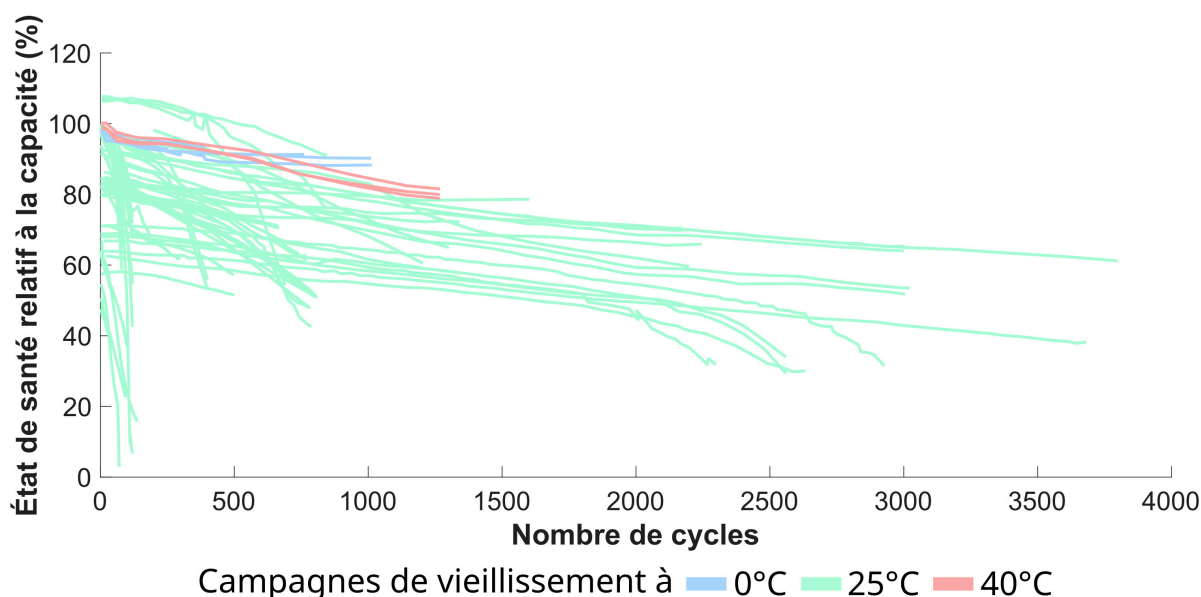


FIGURE 3.35 – Évolution de l'état de santé capacité en fonction du nombre de cycles pour les différents travaux de la littérature portant sur le vieillissement de batteries réutilisées.

Les courbes en vert présentent les campagnes à 25 °C tandis que les courbes en rouge et bleu sont issues de ce chapitre et présentent respectivement les campagnes à 40 °C et 0 °C. Les résultats obtenus présentent des tendances de dégradation comparables à d'autres travaux dans la littérature. Ce graphique permet de mettre en évidence la diversité des dynamiques de dégradation des batteries de seconde vie. Dans certaines campagnes de test, la seconde vie a duré moins de 500 cycles tandis que pour d'autres travaux elle a duré plusieurs milliers de cycles. Le tableau 3.12 présente la liste des travaux ayant réalisé moins de 500 cycles au cours de la seconde vie.

TABLEAU 3.12 – Liste des travaux expérimentaux ayant réalisé moins de 500 cycles pendant la campagne de vieillissement de seconde vie.

Référence	Cellule				Conditions de vieillissement				Résultats		
	Nombre et type	Chimie	Format	Q_{nom}	Température	Cycle charge/décharge	SoC max/min	I charge/décharge	Nombre d'éléments à moins de 500 cycles	Nombre de cycles maximal	État de santé correspondant
[Garg 2020]	1 cellule	NMC/C	18650	10	25 °C	CC/CC	90/10	0,3/0,3	1/1	31	41,5 %
[Garg 2020]	2 cellules	NMC/C	18650	8	25 °C	CC/CC	90/10	0,4/0,4	2/2	100	37,0 %
[Fan 2022]	16 cellules	LFP/C	Cylindrique	15,5	25 °C	CCCV/Impulsions	100/0	1/0,67	16/16	120	6,8 %
[Huang 2022]	1 module	LFP/C	26650	40	25 °C	CCCV/CC	100/0	2/2	1/1	400	55,9 %
[Liu 2022]	1 cellule	NCA/C+Si	21700	4,8	25 °C	CC/CC	100/0	0,5/0,5	1/1	300	62,1 %
[Lv 2022]	6 cellules	LFP/C	32650	5,5	?°C	CC/CC	100/0	0,45,0,9/0,45,0,9	6/6	500	51,6 %
[Lin 2023]	1 cellule	LFP/C	Prismatique	200	25 °C	CC/CC	100/0	0,3/0,3	1/1	200	65,9 %
[Tran 2023]	12 cellules	LCO/C	18650	2,175	22°C	CCCV/CC	100/0	0,8/0,8	5/12	470	68,8 %
[Zhang 2023]	2 modules	LFP/C	26650	40	25 °C	CCCV/CC	100/0	0,5,2/0,5,2	1/2	400	53,2 %
[Zhang 2023]	2 cellules	NCA/C+Si	21700	4,8	25 °C	CCCV/CC	100/0	0,2,0,5/0,2,0,5	2/2	500	73,6 %

Ce tableau présente 34 éléments ayant eu une seconde vie de moins de 500 cycles. Ces batteries repré-

sentent près de 50 % des éléments testés puisque l'évolution de 69 éléments a été suivie. Ce résultat peut s'expliquer par la volonté des expérimentateurs d'accélérer le vieillissement des batteries pour des contraintes liées à la durée d'un projet ou à la volonté de limiter les coûts expérimentaux. Cette synthèse montre que des cellules de technologies et formats différents peuvent connaître une seconde vie courte. La présentation des conditions expérimentales suggère que les plages de variation complète (0 %-100 %) de l'état de charge jouent un rôle dans cette dégradation rapide. Ce tableau suggère également que la limitation du régime de courant semble ne pas être une solution pertinente pour allonger la durée de la seconde vie.

Ces hypothèses sont corroborées par le tableau 3.13 qui présente les batteries ayant réalisé plus de 3 000 cycles lors de la seconde vie.

TABLEAU 3.13 – Liste des travaux expérimentaux ayant réalisés plus de 3 000 cycles pendant la campagne de vieillissement de seconde vie.

Référence	Cellule				Conditions de vieillissement				Résultats		
	Nombre et type	Chimie	Format	Q_{nom}	Température	Cycle		I charge/décharge	Nombre d'éléments à moins de 500 cycles	Nombre de cycles maximal	État de santé correspondant
						charge/décharge	SoC max/min				
[Braco 2020]	6 cellules	LMO/C	Poche	66	25 °C	CCCV/CC	100/0	1/1	5/6	3680	38,24 %
[Zhang 2020c]	1 module	LFP/C	26650	40	25 °C	CCCV/CC	80/30	1/1	1/1	3020	53,5 %
[Sun 2022a]	1 module	LFP/C	26650	40	25 °C	CC/CC	80/30	2/2	1/1	3800	61,2 %

Le tableau montre que 4 éléments ont dépassé les 3 000 cycles en seconde vie soit 6 % de l'échantillon étudié. Les travaux de Zhang *et al.* et de Sun *et al.* suggèrent qu'une plage réduite de variation de l'état de charge permet d'allonger la durée de seconde vie [Zhang 2020b, Sun 2022b]. L'étude de [Braco 2020] est plus difficile à interpréter puisque dans ce travail la plage de variation de l'état de charge est complète et le régime de courant est relativement élevé. L'influence de la première vie sur le vieillissement en seconde vie est un élément qui pourrait justifier ce comportement.

Les résultats de cette revue de littérature sont encourageants puisqu'ils permettent de montrer que des batteries réutilisées peuvent atteindre plusieurs milliers de cycle et être utilisées jusqu'à des états de santé très dégradés. Ce résultat est également en accord avec les travaux ayant été réalisés sur des cellules neuves vieilles en laboratoire [Martinez-Laserna 2018b, Wheeler 2023]. Ce chapitre complète donc le précédent en présentant un second argument permettant de justifier l'abandon du seuil de fin de vie des batteries à un état de santé en capacité de 80 %.

Dans la suite de ce manuscrit, un indicateur d'état de santé permettant un suivi des performances des batteries en fonction d'un usage particulier sera proposé dans le chapitre 4. L'impact des dispersions sur la performance d'une station de charge mobile sera également étudié dans le chapitre 5.

Réutiliser des batteries dans un chargeur mobile

La performance des batteries est un critère à évaluer pour déterminer si un réemploi est possible. Toutefois un niveau de performance satisfaisant ne suffit pas à garantir la viabilité de la seconde vie. L'adéquation entre d'une part les performances et caractéristiques des batteries atteignant la fin d'une première vie et d'autre part les besoins des éventuels usages de seconde vie doit être vérifiée. Dans ce chapitre, cet enjeu est décrit plus en détail et une procédure permettant de vérifier l'adéquation entre les caractéristiques des batteries et les besoins des usages est présentée.

L'introduction présente l'enjeu et les objectifs du chapitre. Le paragraphe 4.2 présente le passeport de la batterie et une méthode générique permettant de le compléter. Ensuite, le paragraphe 4.3 présente un travail de comparaison entre le passeport d'une batterie et les besoins de différents usages. Un indicateur permettant d'évaluer la faculté d'une batterie à répondre aux besoins d'un usage est également décrit. Finalement, une estimation de la durée de vie de la batterie est présentée.

Contenu

4.1	État de l'art, contexte et objectifs de l'étude	124
4.1.1	Le passage d'une économie de stock à une économie de flux	124
4.1.2	Une diversité d'usages possibles pour le réemploi	125
4.1.3	Une aptitude pour le réemploi à évaluer	126
4.1.4	Apports de la littérature	126
4.1.5	Objectifs du chapitre	126
4.2	Établir le passeport de la batterie	127
4.2.1	Inspection visuelle du module	127
4.2.2	Mesure de la capacité et estimation de l'énergie	128
4.2.3	Résistance et puissance	130
4.2.4	Rendement et pertes d'énergie	134
4.2.5	Dispersion des performances dans le module	136
4.2.6	Remplir le passeport de la batterie	136
4.3	Évaluation de l'adéquation de la batterie pour une application mobile	139
4.4	Conclusions et perspectives	143

4.1 État de l’art, contexte et objectifs de l’étude

4.1.1 Le passage d’une économie de stock à une économie de flux

Le réemploi entraîne un changement de paradigme dans l’organisation du marché des batteries : le passage d’une économie de stock à une économie de flux. Lorsque des batteries neuves sont utilisées, la conception d’un produit consiste à établir un cahier des charges du système puis à déterminer les spécifications et les quantités de batteries requises pour alimenter le système. Dans ce schéma, le principal facteur limitant est le coût des batteries qui dépend directement du niveau des stocks de matières premières dont l’extraction est économiquement viable. Pour réduire l’impact environnemental des batteries, leur réemploi est une solution. Le marché de la seconde vie présente néanmoins une contrainte majeure. Une entreprise qui souhaite réemployer des batteries doit s’adapter aux flux de véhicules en fin de vie, autrement dit à ceux qui sont disponibles à un moment donné et dans une zone géographique donnée. L’utilisation de telles batteries impose donc d’adapter la conception du système aux batteries en fin de première vie disponibles. Ce sont également les performances de ces batteries qui contraindront la performance du système conçu et ses usages possibles.

De plus, comme évoqué dans le chapitre 1, aujourd’hui malgré la croissance de la mobilité électrique, le marché des batteries de véhicules électriques en fin de vie reste confidentiel. Depuis 2014, l’ADEME produit des rapports annuels décrivant la filière des véhicules électriques et hybrides **hors d’usage** (VHU) [ADEME 2019a]. Le tableau 4.1 présente le nombre de véhicules électriques et hybrides considérés comme hors d’usage en France entre 2014 et 2020, soit l’intégralité des données disponibles pour le marché français au moment de la rédaction de ce manuscrit.

TABLEAU 4.1 – Nombre de véhicules électriques et hybrides hors d’usage en France de 2014 à 2020.

	Nombre de VHU	Nombre de modèles	Modèles les plus fréquemment rencontrés		
			1	2	3
2014	72 (0,004 %)*	13	Toyota Prius (19)	Renault Zoé (15)	Renault Twizy (13)
2015	287 (0,02 %)	17	Citroën Berlingo (214)	Toyota Prius (26)	Renault Twizy (12)
2016	211 (0,02 %)	15	Toyota Prius (43)	Peugeot Partner (31)	Citroën Berlingo (20)
2017	273 (0,02 %)	15	Toyota Prius (53)	Renault Zoé (31)	Citroën Berlingo (29)
2018	768 (0,05 %)	43	Bolloré Bluecar (253)	Toyota Prius (117)	Renault Twizy (74)
2019	1 096 (0,07 %)	65	Bolloré Bluecar (289)	Toyota Prius (121)	Renault Kangoo (77)
2020	1 157 (0,09 %)	79	Bolloré Bluecar (237)	Toyota Prius (143)	Renault Zoé(125)

* : Part des véhicules électriques et hybrides sur l’ensemble des véhicules hors d’usage

Au total sur l’ensemble de la période de 2014 à 2020, seulement 3 864 véhicules électriques ou hybrides contre plus de 8,6 millions de véhicules thermiques ont atteint la fin de vie automobile. Ces véhicules se sont répartis dans les 1 680 centres de collecte du territoire français chargés du démontage et du recyclage des véhicules. Ainsi en moyenne, un centre de collecte a récupéré 1 véhicule électrique ou hybride tous les 2 ans et 5 mois sur la période 2014-2020 contre 14 véhicules thermiques par jour. Cette moyenne doit être considérée avec précaution puisque d’importantes disparités géographiques existent concernant la répartition des véhicules hors d’usage sur le territoire, néanmoins cette estimation permet de mettre en évidence les faibles volumes de véhicules électriques et hybrides en fin de vie disponibles.

De plus de nombreux modèles différents de batteries sont utilisés dans ces véhicules. L’annexe C met en évidence la diversité des technologies et formats de batteries utilisés dans les véhicules électriques les plus vendus depuis 2012.

4.1.2 Une diversité d’usages possibles pour le réemploi

Cette période précédant l’augmentation des volumes de batteries en fin de vie automobile peut aider à anticiper un défi important : déterminer les usages qui peuvent être alimentés par des batteries réutilisées. À ce jour, les usages stationnaires sont très populaires dans la littérature sur le réemploi des batteries [Hossain 2019]. Le tableau 4.2 présente quelques exemples de travaux portant sur l’usage de batteries de seconde vie dans des usages de stockage stationnaire.

TABLEAU 4.2 – Exemples de travaux portant sur l’usage de batteries de seconde vie dans des usages de stockage stationnaire.

Application de stockage stationnaire	Source
Stockage résidentiel	[Colarullo 2022]
Stockage à grande échelle	[Williams 2011]
Stockage à grande échelle	[Narula 2011]
Micro réseau	[Antunes 2023]
Micro réseau	[Seger 2022a]
Smart grid	[Abdel-Monem 2017]
Stockage résidentiel et panneaux solaires	[Martinez-Laserna 2018b]
Stockage résidentiel	[Kamath 2020]
Station de recharge fixe	[Leonori 2021]

Les usages stationnaires sont souvent perçus comme idéaux pour les batteries de seconde vie, car ils tolèrent généralement des densités d’énergie plus faibles que les véhicules électriques. Ils permettent l’utilisation de modules ou des packs ce qui permet d’éviter des coûts de reconditionnement prohibitifs. Les batteries réutilisées dans des usages stationnaires sont également soumises à des sollicitations comparables à celles des usages de mobilité [Tepe 2023]. Néanmoins, comme l’évolution du vieillissement des batteries dégradées n’est pas encore bien compris, elles ne devraient pas être utilisées dans des usages critiques pour la stabilité du réseau ou la santé humaine, par exemple pour l’alimentation électrique de secours des centres hospitaliers.

Le gestionnaire du réseau de transport d’électricité français RTE s’est inquiété des volumes limités de batteries de seconde vie qui pourraient être réutilisées dans des usages stationnaires. Dans son scénario le plus optimiste, jusqu’à 100 GWh, soit 22 % du volume des batteries françaises en 2050, pourraient être réutilisés dans des usages stationnaires en France [RTE 2022]. RTE suggère donc de privilégier systématiquement le recyclage au réemploi afin de permettre un développement de l’industrie du recyclage des batteries. Néanmoins, cette position de principe ne prend pas en compte les limites du recyclage évoquées dans le chapitre 1. Afin de limiter la production de nouvelles batteries et réduire leurs impacts environnementaux, le réemploi est préférable puisqu’il permet d’étendre la durée de vie du produit. Pour compléter l’éventail d’usages possibles pour la seconde vie, un travail de recherche est nécessaire pour déterminer l’ensemble des usages pouvant être alimentés par des batteries en fin de vie pour l’automobile. L’enjeu étant de limiter la production de nouvelles batteries en montrant que les batteries réemployées sont une alternative viable.

4.1.3 Une aptitude pour le réemploi à évaluer

En raison de la grande variété de technologies de batteries et d'usages possibles, il est nécessaire de définir une procédure générique pour évaluer expérimentalement les performances d'une batterie en fin de première vie. Le passeport de la batterie prévu par le règlement européen sur les batteries définit un ensemble de caractéristiques minimales que les vendeurs de batteries usagées devront obligatoirement fournir. Ces données relatives à la chimie et aux performances de la batterie peuvent aider à décider si une batterie peut être réutilisée [Union Européenne 2023].

Ces informations doivent être mises à jour tout au long de la durée de vie de la batterie, car elles jouent un rôle essentiel dans la détermination de la valeur économique de la batterie et de son éligibilité au réemploi [Beckers 2023]. Walden *et al.* ont mis en évidence quelques défis posés par les passeports de batterie [Walden 2021]. Les verrous suivants sont notamment mentionnés :

- standardiser le format pour les différents types de produits,
- standardiser les indicateurs de performance et leurs méthodes de mesures,
- définir clairement les données à inclure dans le passeport,
- protéger la propriété intellectuelle et les informations confidentielles,
- permettre aux réparateurs, aux recycleurs et aux consommateurs d'accéder aux données.

Parmi ces verrous, la standardisation de la mesure des informations est essentielle dans le domaine des batteries, car plusieurs techniques expérimentales et définitions coexistent pour mesurer les mêmes indicateurs de performance. Berger *et al.* suggèrent d'étendre le concept de passeport de la batterie au-delà des exigences de la nouvelle directive sur les batteries récemment proposée par la Commission Européenne. Ils définissent le passeport de la batterie comme une source de données précieuse et complète pour la gestion durable des produits [Berger 2022, Berger 2023].

4.1.4 Apports de la littérature

La littérature scientifique portant sur le passeport de la batterie et l'évaluation de son éligibilité à une seconde vie dans un usage particulier est peu fournie. Montes *et al.* ainsi que Micheline *et al.* ont proposé des listes d'informations pouvant être utiles pour guider la décision sur l'éligibilité d'une batterie dans un usage particulier sans toutefois décrire de méthodes permettant d'obtenir ces informations [Montes 2022, Micheline 2023]. Beckers *et al.* ont eux présentés une méthodologie expérimentale permettant de déterminer le rendement d'une batterie en fin de vie pour l'automobile [Beckers 2023]. Ainsi, malgré le nombre croissant d'études expérimentales sur les batteries en fin de vie automobiles, aucune n'a présenté de méthodologie complète et s'appuyant sur un travail expérimental pour évaluer l'aptitude des batteries à la réutilisation.

4.1.5 Objectifs du chapitre

Dans ce chapitre, le travail de recherche vise à combler deux manques de la littérature. D'abord, une étude expérimentale des performances d'un module de batterie en fin de vie automobile est présentée. La méthodologie employée permet d'évaluer l'aptitude d'une batterie à être réutilisée. Ensuite, les caractéristiques et performances de la batterie sont comparées aux besoins de différents usages. Une attention particulière est portée sur les usages mobiles étant donné qu'ils présentent des contraintes spécifiques et ont fait l'objet de peu de travaux. L'enjeu de ce travail est d'évaluer si les batteries réemployées présentent des caractéristiques et performances suffisantes pour en faire une alternative viable aux batteries neuves.

4.2 Établir le passeport de la batterie

Ce paragraphe présente une procédure permettant d'établir le passeport de la batterie, comme indiqué par la directive européenne, qui pourra par la suite être utilisé pour évaluer si une réutilisation est possible. Ce protocole se veut générique. Il peut être utilisé pour tout type de batterie. Chaque caractéristique de la batterie est d'abord évaluée puis les mesures expérimentales sont exploitées pour remplir un passeport de la batterie qui guidera la décision sur l'éligibilité de la batterie à une seconde vie.

4.2.1 Inspection visuelle du module

La première étape de la procédure consiste à réaliser une inspection visuelle du module. Elle permet de vérifier que la batterie ne présente pas de défaut tels que des traces de chocs ou des gonflements sur les cellules. Pour ce travail, le module utilisé est le module 1 présenté dans le chapitre 2. Les différentes indications présentées sur l'image 4.1 montrent que ce module est extrait d'un véhicule BMW i3 produit en avril 2017.

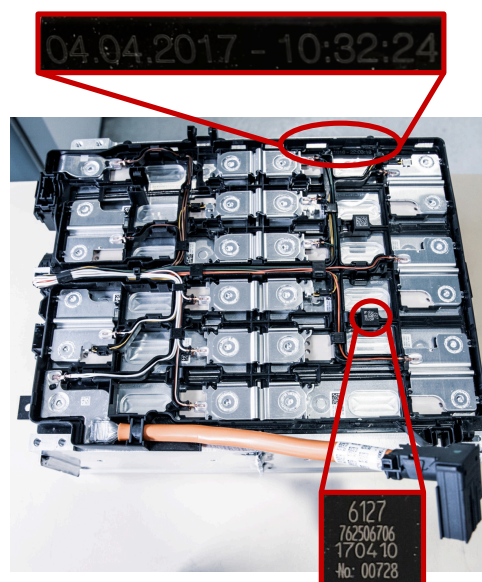


FIGURE 4.1 – Module de batterie BMW i3 avec un zoom sur la date de production (encadré en haut) et sur le numéro de série (encadré en bas).

Les codes QR disponibles sur ce module permettent également d'obtenir le modèle de la batterie. Cette information est particulièrement utile pour obtenir la fiche technique du produit et collecter les travaux de la littérature ayant travaillé sur cette technologie.

Pour compléter cette inspection visuelle, quelques mesures de masse et de dimensions sont réalisées sur le module. Il pèse 28 kg et mesure 410 mm par 300 mm par 150 mm, ce qui correspond à un volume de 18,45 L. Il est composé de 12 cellules lithium-ion connectées en série, chacune pesant 2,1 kg et ayant un volume de 0,75 L.

Pour compléter le passeport de la batterie, un test de caractérisation complet est nécessaire. Le travail expérimental présenté dans la suite de ce chapitre s'appuie sur le test de caractérisation présenté dans le chapitre 2 et dont la figure 4.2 rappelle la structure. Pour compléter le passeport de la batterie, un test constitué d'une mesure de capacité, d'impédance et de la tension en circuit ouvert est nécessaire. La structure du test et les conditions expérimentales de mesures peuvent par contre être adaptées en fonction de la batterie et l'usage étudié. Les seuils de tensions et les régimes de courant sont par exemple

à adapter à la technologie de batterie testée. La fiche technique définit les bornes de sécurité pour la tension, le courant et la température. L'obtention de cette fiche technique est donc un prérequis à la mise en place de cette procédure. La sollicitation de la batterie peut aussi être adaptée en fonction de l'usage visé en seconde vie. La mesure des performances dans la batterie doit être adaptée pour être au plus proche des conditions d'utilisations dans l'usage de seconde vie.

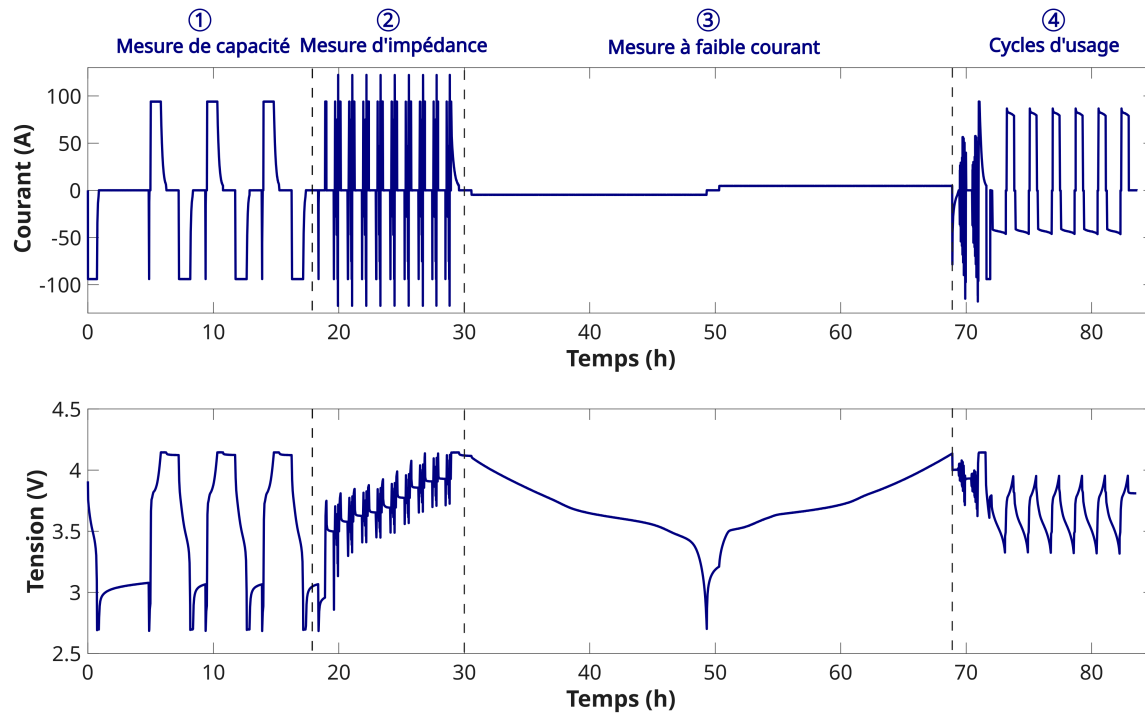


FIGURE 4.2 – Évolution du courant et de la tension au cours du test de caractérisation complète utilisé dans ce chapitre.

Pour cette étude, les résultats du test de caractérisation sur les cellules du module 1 sont exploités. Il a été choisi en raison de sa performance particulièrement dégradée par une cellule détériorée. L'influence de cet élément fait l'objet d'une attention particulière.

4.2.2 Mesure de la capacité et estimation de l'énergie

La capacité est la quantité de charge qu'une batterie peut stocker ou délivrer à un régime de courant donné. Dans ce chapitre, la capacité considérée est mesurée en décharge à un régime de courant de -1 C au cours de la phase à courant constant de la première étape du test présenté sur la figure 4.2.

La figure 4.3 présente les capacités des 12 cellules du module de second vie considéré.

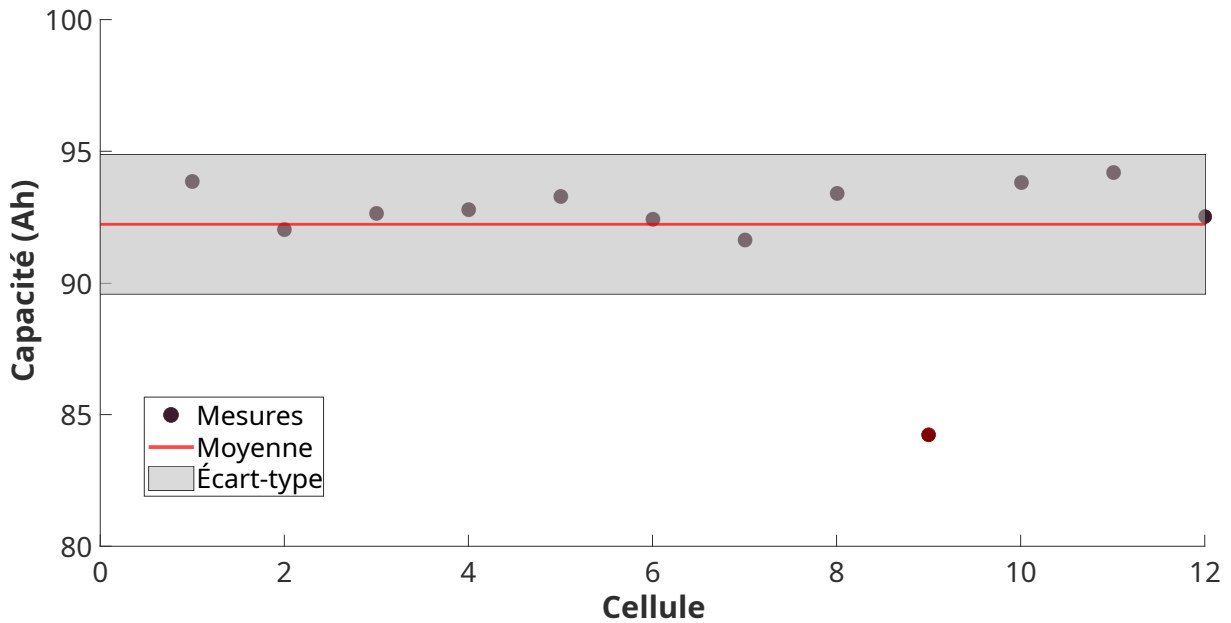


FIGURE 4.3 – Dispersion de la capacité des cellules du module de seconde vie. La mesure est réalisée à 25 °C en décharge et à un régime de courant de -1 C.

La cellule la plus dégradée a été mise en évidence en couleur rouge pour faciliter son identification. Le module testé est un assemblage en série. Sa performance est donc limitée par cet élément dégradé.

L'énergie d'une batterie est une grandeur qui caractérise la durée et l'intensité de la puissance qu'elle peut délivrer. Cette quantité est dépendante de la température, du courant et du vieillissement de la batterie [Baghdadi 2017, Redondo-Iglesias 2017]. La mesure de l'énergie maximale disponible est nécessaire quel que soit l'usage envisagé. Cette grandeur doit effectivement être connue pour pouvoir dimensionner la batterie en fonction des besoins de l'usage. Pour les usages mobiles, la densité énergétique de la batterie doit également être considérée puisque le volume et la masse disponible pour la batterie sont généralement contraints. Dans cette partie, l'énergie disponible dans chaque cellule du module est mesurée au cours de l'étape 1 du test de caractérisation présenté sur l'image 4.2. L'énergie est calculée selon l'équation 4.1 à un régime de courant et une température représentatifs de l'usage envisagé.

$$E(t) = \int_{t_{ini}}^{t_{fin}} U(t) * I(t) dt \quad (4.1)$$

avec

- $E(t)$: l'énergie disponible dans la cellule en wattheure,
- t_{ini} : le temps au début de la décharge en heure,
- t_{fin} : le temps à la fin de la décharge en heure,
- $U(t)$: la tension mesurée en volt,
- $I(t)$: le courant mesuré en ampère.

Dans cette étude, un courant de décharge de -1 C (94 A) et une température de 25 °C ont été choisis, mais ils peuvent être adaptés dans le cas d'une évaluation pour une application spécifique de seconde vie. La figure 4.4 montre l'énergie des cellules testées. La zone grise indique la perte d'énergie causée par les écarts de performance entre les cellules.

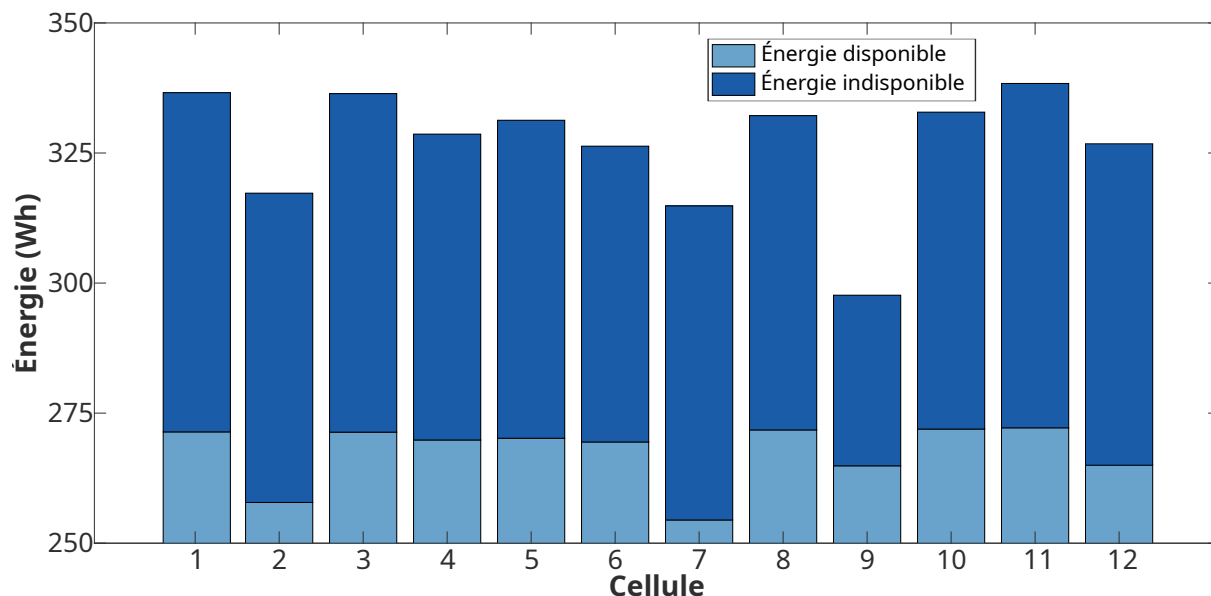


FIGURE 4.4 – Énergie des cellules testées. Les zones bleues foncées montrent l'énergie perdue à cause de l'écart de performance entre les cellules. La mesure est réalisée en décharge à 25 °C, un régime de courant de -1 C et la troisième mesure de l'étape 1 est considérée.

La cellule 9 est celle dont la capacité est la plus dégradée. Cette cellule a l'énergie la plus faible. Elle a atteint la tension minimale le plus rapidement. Dans un assemblage, l'énergie en bleu foncée est une énergie inaccessible en raison de cette cellule dégradée. La réduction du régime de courant est une des solutions permettant de réduire l'importance de cette perte d'énergie.

4.2.3 Résistance et puissance

La résistance et la tension en circuit ouvert sont respectivement déterminées au cours des étapes 2 et 3 du test de caractérisation présenté sur la figure 4.2. La résistance est mesurée à une température et avec des impulsions de courant représentatives d'un usage mobile. Les impulsions de courant d'une durée de 10 secondes mesurées à un régime de courant de -1 C (94 A) et une température de 25 °C ont été utilisées. Ces conditions peuvent être adaptées dans le cadre d'une évaluation pour une application spécifique de seconde vie. La figure 4.5 présente les résultats des mesures de résistance de charge et de décharge en fonction de l'état de charge sur les éléments composant ce module.

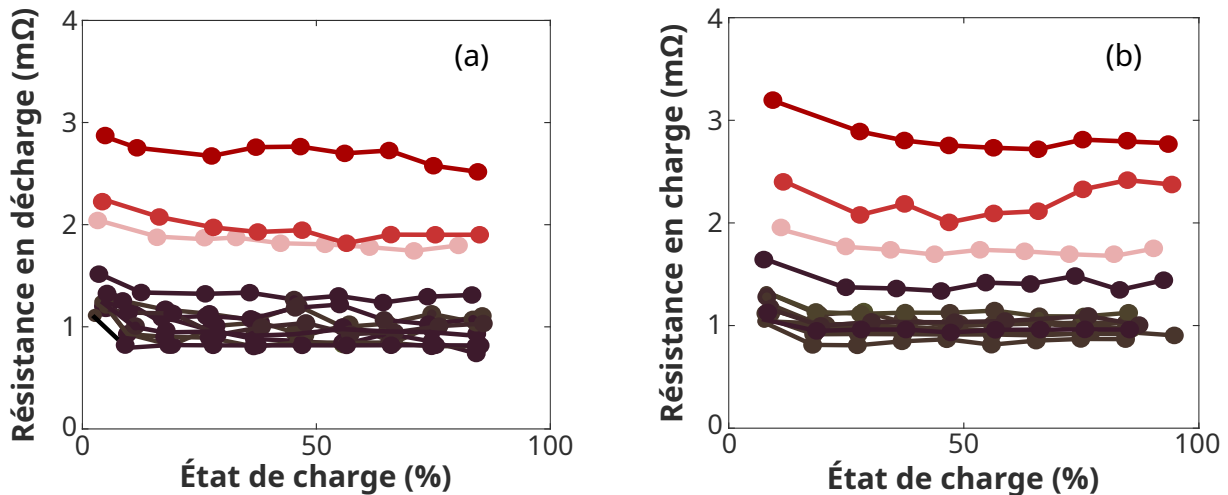


FIGURE 4.5 – Résistance en décharge (à gauche) et en charge (à droite) en fonction de l'état de charge pour les différentes cellules du module.

Cette figure montre que la majorité des cellules ont une résistance de l'ordre de 1 $m\Omega$. Trois cellules en rouge ont une résistance supérieure aux autres. La plus dégradée a une résistance de l'ordre de 3 $m\Omega$. Les mesures en décharge et en charge sont cohérentes puisque les cellules les plus dégradées sont les mêmes en charge et en décharge. La figure 4.6 présente la dispersion des mesures de résistance de décharge des 12 cellules du module.

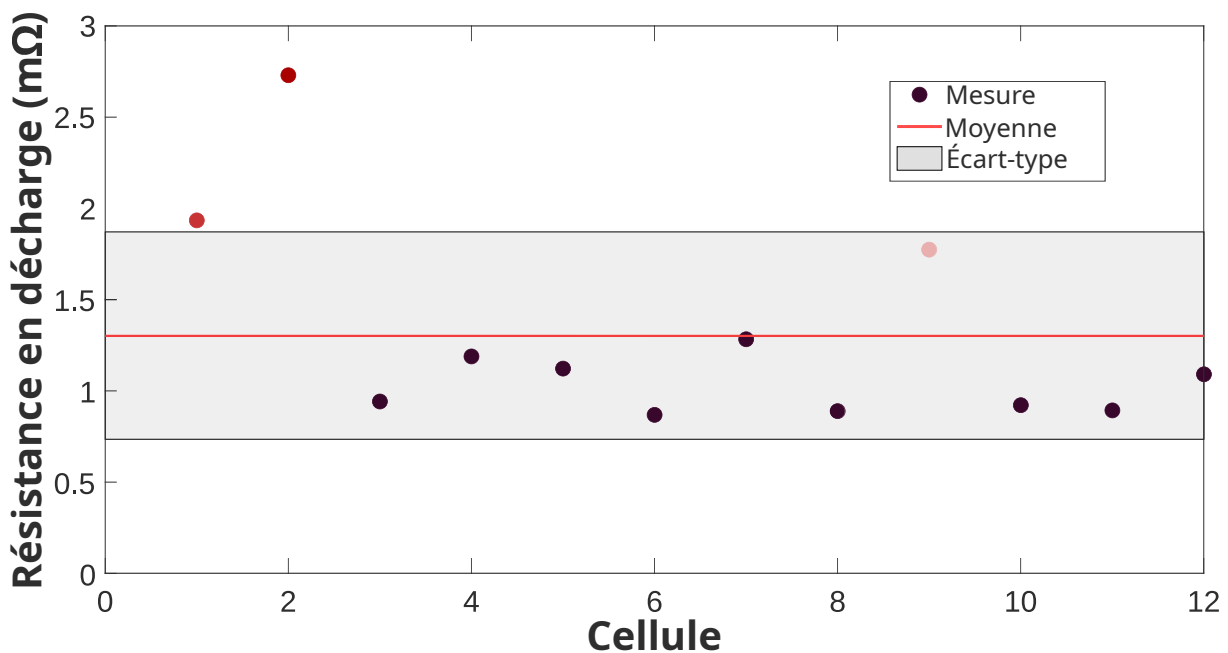


FIGURE 4.6 – Dispersion de la résistance des cellules d'un module de seconde vie. La résistance est mesurée en décharge à un régime de courant de -1 C et à un état de charge de 50 %.

Ce graphique montre que trois cellules en rouge ont une résistance supérieure à la moyenne. La cellule la plus dégradée a une résistance dont la valeur est proche de 2 écarts types au dessus de la moyenne.

La puissance d'une batterie permet de mesurer la quantité d'énergie qu'elle peut fournir ou recevoir par unité de temps. Pour toute application, il est important de prendre en compte la puissance car elle détermine la vitesse de charge et de décharge. Comme la puissance des batteries diminue avec le vieillissement, il est nécessaire de la mesurer pour évaluer leur aptitude à une seconde vie. La puissance que chaque cellule peut fournir est quantifiée selon l'équation 4.2 pour la puissance en décharge [USDOE 1997].

$$P_{dch} = \frac{V_{oc} - V_{min}}{R_{dch}} * V_{min} \quad (4.2)$$

avec

- P_{dch} : la puissance délivrable en décharge en watt,
- V_{oc} : la tension en circuit ouvert de la batterie en volt,
- V_{min} : la tension minimale de la batterie en volt,
- R_{dch} : la résistance en décharge de la batterie en ohm.

Tandis que, l'équation 4.3 permet de déterminer la puissance délivrable en charge [USDOE 1997].

$$P_{ch} = \frac{V_{max} - V_{oc}}{R_{ch}} * V_{max} \quad (4.3)$$

avec

- P_{ch} : la puissance délivrable en charge en watt,
- V_{oc} : la tension en circuit ouvert de la batterie en volt,
- V_{max} : la tension maximale de la batterie en volt,
- R_{ch} : la résistance en charge de la batterie en ohm.

Afin de déterminer la puissance délivrable par une batterie, sa tension en circuit ouvert doit être connue. La tension en pseudo-circuit ouvert a été mesurée à un courant de C/20 et à une température de 25 °C au cours de la troisième étape du test de caractérisation présenté sur le graphique 4.2. La figure 4.7 présente la tension en circuit ouvert en fonction des mesures de l'état de charge des éléments composant ce module.

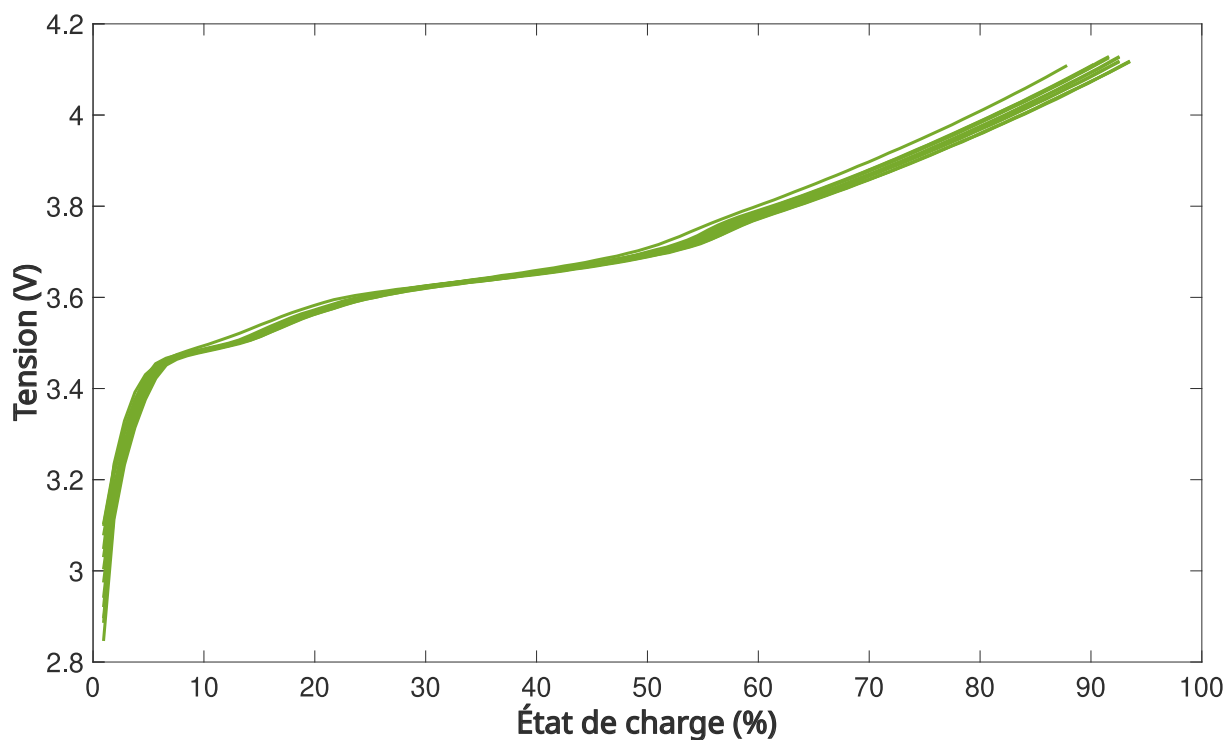


FIGURE 4.7 – Tension en circuit ouvert en fonction de l'état de charge pour les différentes cellules du module.

La figure montre que l'ensemble des cellules ont des comportements très proches. Les variations de puissance délivrables s'expliquent donc principalement par la dispersion des résistances. La figure 4.8 montre la puissance stockable en charge et délivrable en décharge par le module testé.

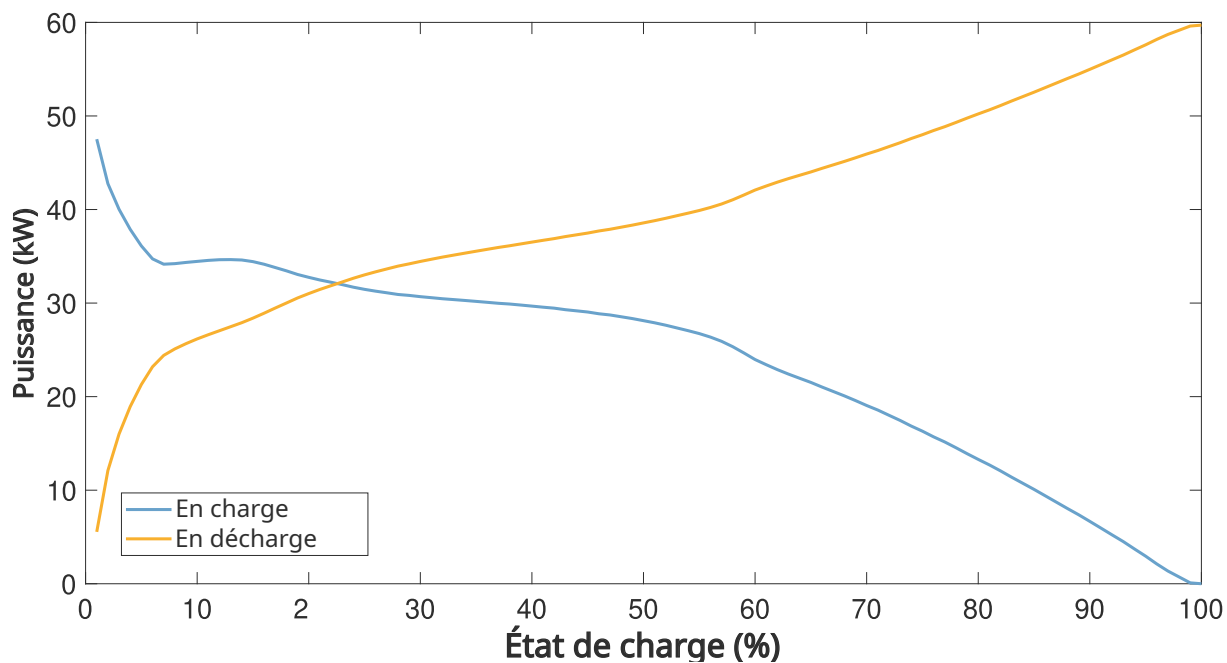


FIGURE 4.8 – Puissances stockable et délivrable en fonction de l'état de charge pour un module de seconde vie.

La figure montre que la puissance délivrable est particulièrement sensible à l'état de charge. Une estimation précise de l'état de charge est donc nécessaire pour déterminer la puissance délivrable à un instant donné. La puissance délivrable en charge est également plus basse que celle en décharge. Ce résultat a été observé dans plusieurs autres travaux [Xiong 2013, Sun 2014].

4.2.4 Rendement et pertes d'énergie

Le rendement est un paramètre dont la quantification est essentielle dans tout les usages puisque les pertes d'énergie doivent être maîtrisées. La connaissance du rendement de la batterie et des facteurs ayant une influence sur cette caractéristique peut ainsi permettre d'optimiser le dimensionnement et l'utilisation de ce système de stockage d'énergie [Sufyan 2019]. Le rendement de chaque cellule du module est mesuré au cours de l'étape 1 du test de caractérisation présenté sur le graphique 4.2. Pour ce test, un régime de courant de -1 C (94 A) et une température de 25 °C ont été choisis, mais ils peuvent être adaptés dans le cas d'une évaluation pour une application spécifique de seconde vie. La figure 4.9 présente le rendement des cellules en fonction de leur état de charge.

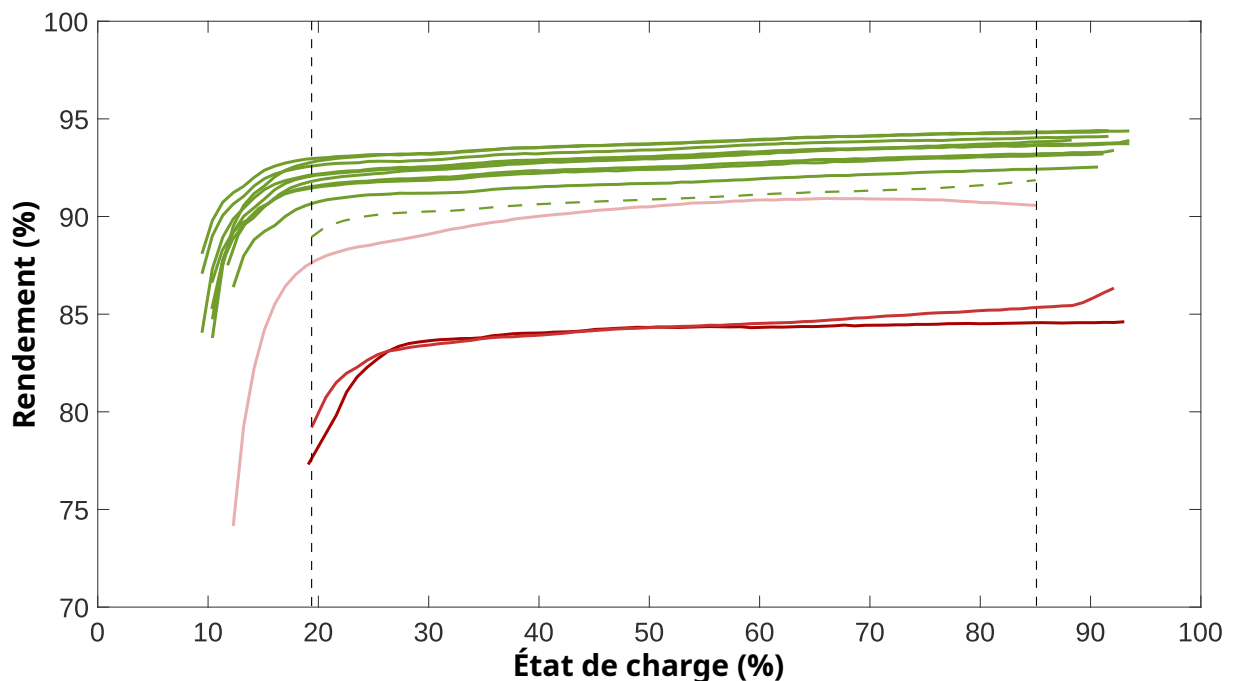


FIGURE 4.9 – Rendements des cellules du module en fonction de l'état de charge. Les mesures sont faites à 25 °C et 1 C .

Le rendement a une évolution en deux phases. Sur la plage d'état de charge de 0 à 20 %, le rendement croît puis il se stabilise pour des états de charge plus élevés. Les trois cellules ayant une résistance plus importante apparaissent clairement sur ce graphique puisque leurs rendements sont fortement dégradés. Le rendement au niveau des cellules en fonction de l'état de charge est calculé grâce à l'équation 2.10. Le rendement au niveau du module est calculé d'après l'équation 4.4 en divisant la somme de ces tensions des cellules pendant la décharge par la somme des tensions pendant la charge. Le calcul est réalisé sur la phase à courant constant. La fin de la décharge est atteinte quand l'une des cellules atteint le seuil minimal de tension tandis que la charge est terminée lorsqu'une cellule atteint le seuil maximal de tension. Cette méthode permet de déterminer le rendement du module en fonction de l'état de charge en utilisant l'équation 4.4.

$$\eta_{module}(SoC) = \frac{\sum_1^n U_{dch,celli}(SoC)}{\sum_1^n U_{ch,celli}(SoC)} * 100 \quad (4.4)$$

avec

- $\eta_{module}(SoC)$: le rendement du module en fonction de l'état de charge, sans unité,
- $\sum_1^n U_{dch,celli}$: la somme des tensions des cellules pendant la décharge en volt,
- $\sum_1^n U_{ch,celli}$: la somme des tensions des cellules pendant la charge en volt.

L'utilisation des phases à courant constant permet de calculer le rendement à un régime de courant donné. Ce choix entraîne néanmoins une réduction de la plage de variation de l'état de charge car il n'y a pas de phase à courant constant. La courbe de rendement du module à un régime de courant de 1 C illustre cela. Elle montre que la plage d'état de charge accessible lors d'une utilisation à courant constant est limitée à cause des cellules dégradées. Afin de minimiser l'effet de ces éléments, la réduction du courant et l'utilisation de l'équilibrage sont deux méthodes qui peuvent être mises en place [Omariba 2019, Yang 2020]. La figure 4.10 présente la dispersion du rendement moyen dans le module. Le rendement moyen est calculé en faisant la moyenne du rendement sur la plage d'état de charge balayée pour chaque cellule.

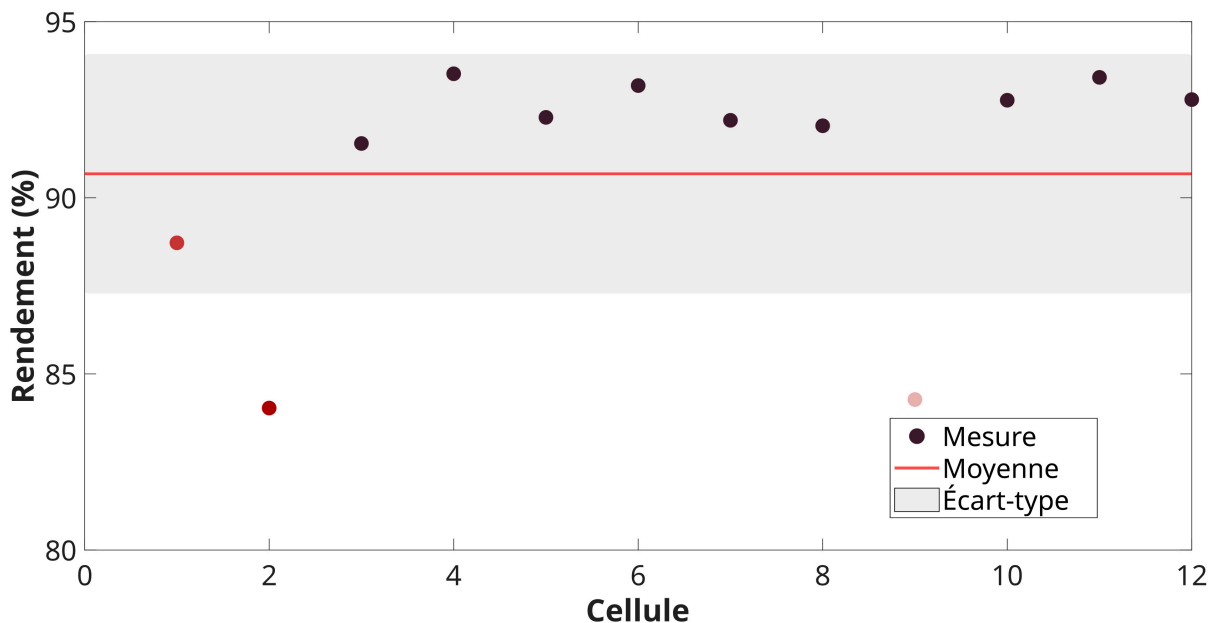


FIGURE 4.10 – Dispersion du rendement moyen des cellules dans le module de seconde vie

La figure montre que trois cellules ont un rendement inférieur à la moyenne. Le faible rendement des cellules 1, 2 et 9 peut s'expliquer en partie par leurs hautes résistances.

La réglementation européenne sur les batteries précise également que la vitesse d'autodécharge doit être estimée. Pour les usages mobiles, l'autodécharge n'est pas une caractéristique essentielle car son effet est lent et limité à des périodes de moins d'un mois [Seong 2018]. Pour la batterie testée, la fiche technique indique qu'à 25 °C la vitesse d'autodécharge atteindra jusqu'à 3,3 % de perte d'état de charge après 200 jours de repos [PushEV 2018]. De plus, Redondo-Iglesias *et al.* ont montré que lorsque la batterie est utilisée dans des conditions non extrêmes, la vitesse d'autodécharge ralentit avec la dégradation de la batterie [Redondo-Iglesias 2018].

4.2.5 Dispersion des performances dans le module

Le tableau 4.3 présente quelques indicateurs statistiques de la distribution des performances dans le module de batterie de deuxième vie testé.

TABLEAU 4.3 – Dispersion des mesures de performance dans un module de batterie de seconde vie.

	Valeur moyenne	Valeur médiane	Écart-type	Moins bonne cellule	Dispersion relative
Q (Ah)	91.8	92.4	2.6	84.2	2.8
E (Wh)	267.5	269.9	5.9	254.4	2.2
R(t) (mΩ)	1.30	1.11	0.57	2.73	43.3
η (%)	90.7	92.2	3.4	84.0	3.7

La dispersion des performances est calculée à partir de l'équation 2.9. Pour ce module, la dispersion relative de la capacité, de l'énergie et du rendement est respectivement de 2,8 %, 2,2 % et 3,7 %. Ce niveau de dispersion correspond à l'ordre de grandeur des mesures de capacité effectuées dans d'autres études portant sur des batteries de véhicules électriques [Schuster 2015, Jiang 2017, Xu 2019, Zhang 2020b, Zhou 2020, Braco 2021]. Ces résultats expérimentaux montrent que même quatre ans après sa production, une batterie peut conserver d'excellentes performances. Au début de leur vie, les cellules avaient une énergie de décharge nominale de 345 Wh lorsqu'elle était mesurée à 25 °C avec un taux de courant de C/3 (31 A). Après la première durée de vie, l'énergie médiane disponible dans les cellules est de 269,9 Wh. Au niveau du module, l'énergie totale disponible est de 3,2 kWh, ce qui représente une perte de 22 % par rapport aux 4,1 kWh disponibles dans un module neuf. La dispersion relative de la résistance est de 43,3 %. Ce niveau de dispersion est beaucoup plus élevé que pour les mesures de capacité, d'énergie et de rendement. Cette tendance est observée dans plusieurs travaux sur les batteries de véhicules électriques [Schuster 2015, Baumann 2018, Xu 2019, Jiang 2017, Zhou 2020].

4.2.6 Remplir le passeport de la batterie

La législation européenne exige que toute batterie produite à partir de 2026 et d'une capacité supérieure à 2 kWh soit associée à son passeport de batterie. Afin de faciliter les décisions de revente ou de réutilisation, les passeports contiendront des informations sur la composition, les performances et la durée de vie restante de la batterie. Ce document numérique permettra aux fournisseurs de services de seconde vie et aux recycleurs d'économiser de l'argent et du temps et de réduire l'impact sur l'environnement en n'ayant pas à tester les piles pour déterminer leur aptitude à la réutilisation [Hassini 2023]. Le tableau 4.4 présente les informations mentionnées dans le règlement. Ces informations ont été complétées par des éléments jugés utiles pour faciliter la prise de décision concernant une éventuelle réutilisation.

TABLEAU 4.4 – Passeport de la batterie

	Information générale		
	Information	Valeur	Source
Annexe VI	Nom et marque de la batterie	BMW i3 SAMSUNG 94 Ah	4.2.1 Inspection visuelle
	Identifiant de la batterie	6127 762506706	4.2.1 Inspection visuelle
	Numéro de série	170410 00728	4.2.1 Inspection visuelle
	Lieu de production	Allemagne	4.2.1 Inspection visuelle
	Date de production	04/2017	4.2.1 Inspection visuelle
	Masse	28 kg	4.2.1 Inspection visuelle
	Capacité nominale	94 Ah	[PushEV 2018]
	Chimie	NMC111/C	[Schmid 2019]
	Substances dangereuses dans la batterie	Cobalt, Manganèse, Nickel, Carbone, Polyfluorure de vinylidène, Aluminium, Cuivre	[SDI 2016]
	Agent extincteur utilisable	Eau	[BMW 2016]
	Matières premières critiques dans la batterie	Lithium, Cobalt, Cuivre, Nickel, Manganèse, Graphite	[SDI 2016]
Autres	Taille	410x300x150 mm	4.2.1 Inspection visuelle
	Volume	18.4 L	4.2.1 Inspection visuelle
	Configuration	12s1p	4.2.1 Inspection visuelle
	Gamme de température	[-40; 60 °C]	[PushEV 2018]
	Gamme de tension	[32.4; 49.8 V]	[PushEV 2018]
	Tension nominale	44.2 V	[PushEV 2018]
	Date de fin de la première vie	07/2021	Vendeur
Information sur l'énergie et la capacité			
Annexes IV et VII	Capacité nominale	94 Ah	[PushEV 2018]
	Capacité disponible	91.8	4.2.2 Capacité et énergie
	Capacité perdue	2.3 %	4.2.2 Capacité et énergie
	Énergie nominale	4.1 kWh	[PushEV 2018]
	Énergie mesurée	3.6 kWh	4.2.2 Capacité et énergie
Autres	Densité énergétique nominale	146 Wh/kg; 222 Wh/L	[PushEV 2018]
	Densité énergétique mesurée	114 Wh/kg; 174 Wh/L	4.2.2 Capacité et énergie
	Énergie/capacité de la moins bonne cellule	254.4 Wh/84.2 Ah	4.2.2 Capacité et énergie
	Dispersion de l'énergie/la capacité	2.2 %/2.8 %	4.2.2 Capacité et énergie

TABLEAU 4.4 – *Cont.*

		<u>Information sur la puissance</u>	
	<u>Information</u>	<u>Valeur</u>	<u>Source</u>
Annexes IV et VII	Résistance ohmique (SoC 50 %, 10 s, 1C)	15.69 mΩ	4.2.3 Résistance et puissance
	Puissance nominale (SoC 50 %, 10 s, 1C)	42 kW	[PushEV 2018]
	Puissance mesurée (SoC 50 %, 10 s, 1C)	38.6 kW	4.2.3 Résistance et puissance
	Perte de puissance	8 %	4.2.3 Résistance et puissance
	Puissance en charge à SoC 80 %	50.6 kW	4.2.3 Résistance et puissance
	Puissance en décharge à SoC 80 %	12.7 kW	4.2.3 Résistance et puissance
	Puissance en charge à SoC 20 %	31.5 kW	4.2.3 Résistance et puissance
	Puissance en décharge à SoC 20 %	32.5 W	4.2.3 Résistance et puissance
Autres	Puissance/résistance de la moins bonne cellule	1488 W/2.7 mΩ	4.2.3 Résistance et puissance
	Dispersion de la puissance nominale	24.4 %	4.2.3 Résistance et puissance
	Dispersion de la résistance nominale	43.3 %	4.2.3 Résistance et puissance
<u>Informations sur le rendement</u>			
Annexes IV et VII	Rendement sur un cycle	90.7 %	4.2.4 Rendement et pertes d'énergie
	Perte d'énergie sur un cycle	9 %	4.2.4 Rendement et pertes d'énergie
	Besoin de refroidissement	144 Wh	4.2.4 Rendement et pertes d'énergie
	Évolution de la vitesse d'auto-décharge	3.3 %/200 jours	[PushEV 2018]

Ce tableau a été complété en partie par une inspection visuelle du module et quelques mesures sur le module. Le reste des informations a été obtenu à partir de la fiche technique du fabricant [PushEV 2018] ou de la littérature scientifique de la batterie en question. L'un des avantages de la réutilisation des batteries plusieurs années après leur introduction sur le marché est qu'elle permet de bénéficier de la littérature scientifique présentant des résultats expérimentaux sur cette technologie de batterie. Les publications décrivant des tests électrochimiques et de vieillissement sont particulièrement intéressantes pour déterminer la composition chimique de la batterie et estimer le nombre de cycles qu'elle est susceptible de pouvoir effectuer. Les données partagées sous licence libre et traitées avec des logiciels libres sont également précieuses car elles permettent de produire des résultats plus reproductibles et peuvent contribuer à limiter le coût, l'impact et le temps consacrés à l'expérimentation.

4.3 Évaluation de l'adéquation de la batterie pour une application mobile

Ce paragraphe vise à déterminer si la batterie testée peut alimenter différents usages mobiles. Un nombre limité d'articles a présenté les exigences de performance pour les usages mobiles [Michelini 2023, Contò 2022]. Pour combler ce manque de la littérature, les exigences relatives à certains usages ont été estimées sur la base des profils d'utilisation partagés dans la littérature [Paw 2023]. La comparaison du passeport de la batterie avec les besoins des usages permet de conclure sur l'éligibilité de la batterie à une seconde vie. La figure 4.11 présente les besoins de différents usages mobiles.

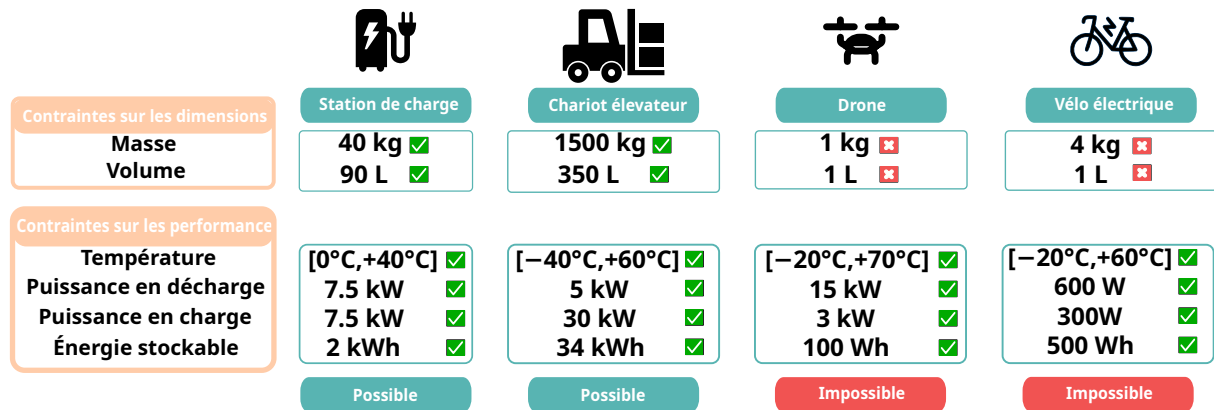


FIGURE 4.11 – Conclusions sur l'évaluation de l'adéquation de la batterie testée pour différents usages mobiles. Données issues de [Michelini 2023, Paw 2023, Contò 2022]

La figure montre que la batterie de BMW i3 présente des caractéristiques et des performances qui permettent sa réutilisation dans une station de charge mobile et dans un chariot élévateur. Le format prismatique de la cellule SAMSUNG 94 Ah est par contre incompatible avec le besoin d'usages de taille réduit. Pour des usages tels que les drones ou les vélos électriques, les cellules cylindriques d'un véhicule Tesla ou poche d'un véhicule Renault seraient plus adaptées.

Lorsqu'une batterie est éligible pour un usage en seconde vie, il est nécessaire de suivre les performances de la batterie dans sa nouvelle application. L'état de santé est un indicateur qui peut être utilisé pour caractériser la faculté de la batterie à alimenter un usage particulier dans son état dégradé actuel. Dans ce travail, une définition de cet indicateur adaptée à un chargeur mobile peut être donnée par l'équation 4.5.

$$SoH = \min(SoH_E, SoH_{P_{ch}}, SoH_{P_{dch}}, SoH_\eta) \quad (4.5)$$

avec

- SoH_E : l'état de santé en énergie, sans unité,
- $SoH_{P_{ch}}$: l'état de santé en puissance de charge, sans unité,
- $SoH_{P_{dch}}$: l'état de santé en puissance de décharge, sans unité,
- SoH_η : l'état de santé en rendement, sans unité.

L'état de santé en énergie étant défini par l'équation 4.6

$$SoH_E = \frac{E(t) - E_{EoL}}{E_{BoL} - E_{EoL}} \quad (4.6)$$

avec

- SoH_E : l'état de santé pour l'énergie, sans unité,
- $E(t)$: l'énergie maximale disponible dans la batterie à un état de vieillissement donné en wattheure,
- E_{EoL} : le seuil de fin de vie pour l'énergie en wattheure,
- E_{BoL} : l'énergie maximale disponible dans la batterie au début de sa vie en wattheure.

L'état de santé en puissance de charge étant défini par l'équation 4.7

$$SoH_{Pch} = \frac{Pch(t) - Pch_{EoL}}{Pch_{BoL} - Pch_{EoL}} \quad (4.7)$$

avec

- SoH_{Pch} : l'état de santé en puissance de charge, sans unité,
- $Pch(t)$: la puissance maximale stockable en charge à un état de vieillissement donné en watt,
- Pch_{EoL} : le seuil de fin de vie pour la puissance stockable en charge en watt,
- Pch_{BoL} : la puissance maximale stockable en charge au début de la vie de la batterie en watt.

L'état de santé en puissance de décharge étant défini par l'équation 4.8

$$SoH_{Pdch} = \frac{Pdch(t) - Pdch_{EoL}}{Pdch_{BoL} - Pdch_{EoL}} \quad (4.8)$$

avec

- SoH_{Pdch} : l'état de santé en puissance de décharge, sans unité,
- $Pdch(t)$: la puissance maximale délivrable en décharge à un état de vieillissement donné en watt,
- $Pdch_{EoL}$: le seuil de fin de vie pour la puissance délivrable en décharge en watt,
- $Pdch_{BoL}$: la puissance maximale délivrable en décharge au début de la vie de la batterie en watt.

L'état de santé en rendement étant défini par l'équation 4.9

$$SoH_\eta = \frac{\eta(t) - \eta_{EoL}}{\eta_{BoL} - \eta_{EoL}} \quad (4.9)$$

avec

- SoH_η : l'état de santé en rendement, sans unité,
- $\eta(t)$: le rendement moyen à un état de vieillissement donné, sans unité,
- η_{EoL} : le seuil de fin de vie pour le rendement moyen, sans unité,
- η_{BoL} : le rendement moyen au début de la vie de la batterie, sans unité.

Dans ces définitions, les différents seuils de fin de vie doivent être adaptés à l'usage considéré. Pour une station de recharge mobile, ces seuils sont déterminés en s'appuyant sur les trajets journaliers moyens et la consommation énergétique des véhicules électriques. À partir d'un travail de simulation, Tepe *et al.* ont montré qu'un véhicule électrique consommait entre 0,18 et 0,3 kilowattheure par kilomètre [Tepe 2023]. Cette consommation varie sensiblement en fonction de la taille du véhicule puisqu'un véhicule avec une batterie de 79,5 kWh consomme en moyenne 20 % de plus qu'un véhicule avec une batterie de 45 kWh. Pour la définition du seuil de fin de vie du chargeur, une consommation de 0,18 kWh/km est considérée. Cette valeur correspond à la consommation d'un véhicule dont la batterie est de taille réduite. La distance parcourue quotidiennement par un véhicule permet de déterminer l'énergie minimale à fournir par une station de charge mobile. En France, 80 % des trajets journaliers réalisés en voiture font moins de 55 km [Le Duigou 2014]. Dans une étude présentant l'analyse d'une base de données de 19 000 trajets journaliers, Plotz *et al.* ont montré qu'une distance de 55 km dépasse la distance journalière médiane

dans des pays tels que la Suède, l'Allemagne ou les États-Unis [Plötz 2017].

En s'appuyant sur ces chiffres, la notion de fin de vie en énergie est définie lorsque le chargeur ne peut plus fournir l'énergie nécessaire pour qu'un véhicule dont la consommation est de 0,18 kWh/km parcourt 55 km. L'énergie minimale à stocker correspond donc à 10 kWh pour une station de charge mobile soit 2,5 kWh par module. La notion de fin de vie pour les puissances de charge et décharge est définie lorsque le chargeur mobile ne peut recevoir ou fournir une puissance de 7,4 kW, ce qui correspond à une puissance standard de charge de véhicules. Chacun des quatre modules de la station de charge mobile doit donc pouvoir recevoir ou fournir 1,85 kW. Finalement, la notion de fin de vie en rendement est définie lorsque le rendement moyen est inférieur à 0,5. Un autre seuil pourrait être choisi en tenant compte des critères économiques et environnementaux adaptés à l'usage étudié. Ces chiffres conduisent aux performances en fin de vie présentées dans le tableau 4.5.

TABLEAU 4.5 – Données à l'échelle du module pour le calcul de l'état de santé.

	Énergie	Puissance en décharge	Puissance en charge	Rendement
Début de vie	4,1 kWh	42 kW	42 kW	97 %
Mesure	3,6 kWh	38,6 kW	28,1 kW	91 %
Fin de vie	2,5 kWh	1,85 kW	1,85 kW	50 %
État de santé	44 %	91 %	65 %	87 %

Dans ce tableau, les données en début de vie sont issues d'hypothèses fortes. L'énergie au début de la vie du module est calculée en multipliant l'énergie nominale d'une cellule par le nombre de cellules dans un module. L'hypothèse d'une batterie parfaitement homogène est donc faite. La puissance en décharge est calculée avec la même hypothèse en multipliant la puissance nominale d'une cellule par le nombre de cellules dans un module. Pour la puissance en charge, la fiche technique ne présente aucune mesure. La valeur de la puissance en décharge est donc reprise. Finalement, la fiche technique n'indique pas non plus de mesure de rendement. Un rendement de 97 % est donc considéré.

La réglementation européenne sur les batteries demande également d'estimer un nombre de cycles avant la fin de vie de la batterie dans son nouvel usage. Cette estimation peut difficilement être générique puisque la sollicitation de la batterie dépend grandement de l'usage. Pour ce travail, les résultats obtenus dans le cadre de la campagne de vieillissement décrite dans le chapitre 3 sont exploités. L'estimation de la durée de vie restante consiste à déterminer le nombre de cycles pouvant être réalisés avant d'atteindre un des seuils de fin de vie. Pour la station de recharge mobile, les contraintes sur l'énergie et la puissance en charge sont les plus fortes. L'étude de la dégradation de la résistance a montré que son évolution était relativement stable au cours du vieillissement. Dans cette partie, l'estimation de la durée de vie restante sera donc réalisée en s'appuyant sur les mesures de capacité pour prédire la fin de vie en énergie.

La figure 4.12 présente l'évolution de l'énergie disponible et de l'état de santé en énergie en fonction du nombre de cycles à 0 °C au niveau d'une cellule.

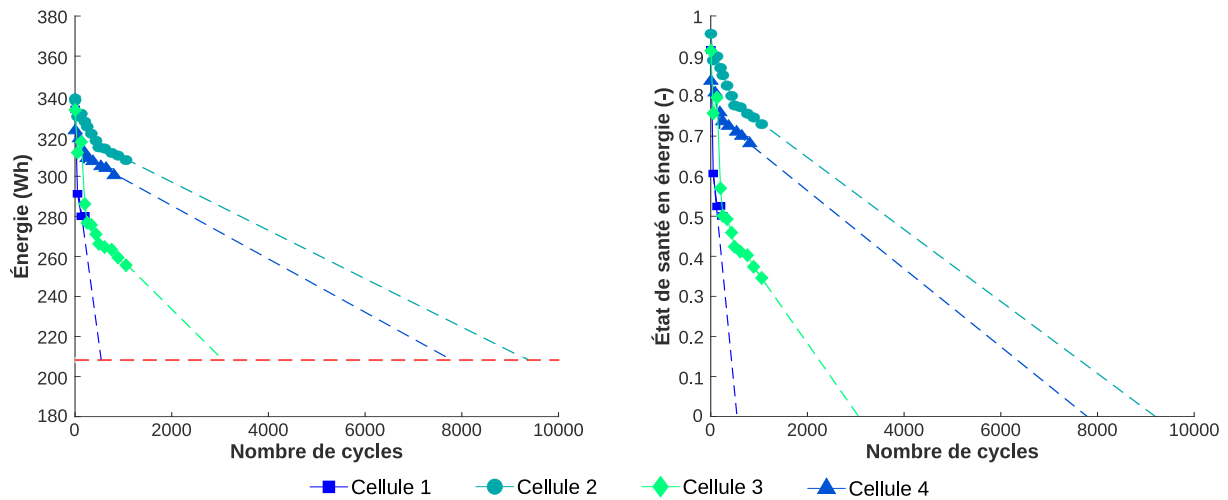


FIGURE 4.12 – Courbes d'évolution des énergies disponibles avec le seuil de fin de vie en énergie (trait pointillé rouge) et état de santé en énergie en fonction du nombre de cycles au niveau des cellules et pour une température de 0 °C.

La ligne en pointillées rouge matérialise le seuil de fin de vie en énergie. Pour la courbe décrivant l'évolution de l'état de santé en énergie, le niveau zéro correspond à la fin de vie.

La figure 4.13 présente l'évolution de l'énergie disponible et de l'état de santé en énergie en fonction du nombre de cycles à 40 °C au niveau d'une cellule.

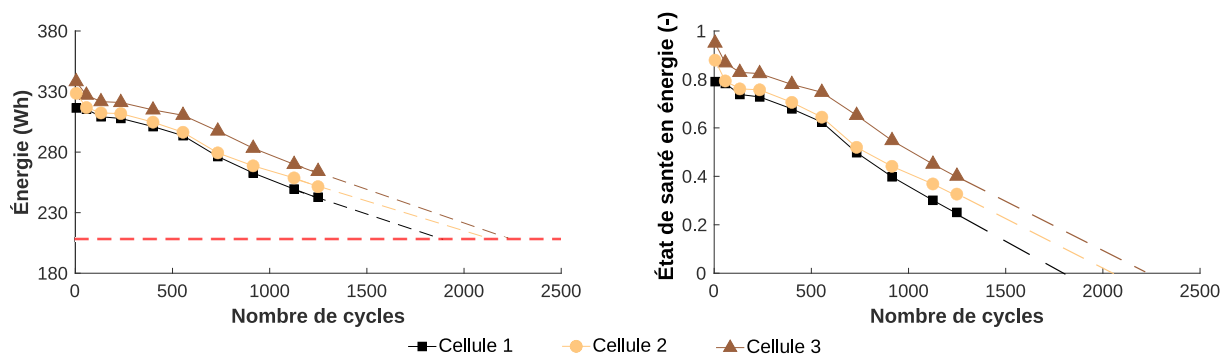


FIGURE 4.13 – Courbes d'évolution des énergies disponibles avec le seuil de fin de vie en énergie (trait pointillé rouge) et état de santé énergie en fonction du nombre de cycles au niveau des cellules et pour une température de 40 °C.

Pour estimer la durée de vie restante, une extrapolation linéaire à l'aide des deux derniers points de mesure a été utilisée. Ce choix se justifie à partir des résultats mis en avant dans la revue de littérature du chapitre 3 qui a montré que le vieillissement pouvait être linéaire lorsque la batterie est sollicitée à des régimes de courant inférieurs à -2 C et sur des plages de variations de l'état de charge réduites. Ces deux conditions sont vérifiées dans le cas d'une utilisation dans une station de recharge mobile.

Pour les quatre cellules du module 1 considéré, l'estimation de la durée de vie restante donne les résultats présentés dans le tableau 4.6.

TABLEAU 4.6 – Durées de vie restantes en nombre de cycles pour des cellules de seconde vie utilisées dans une station de charge mobile.

	Cellule 1	Cellule 2	Cellule 3	Cellule 4
0 °C	1 155	2 985	7 795	9 000
40 °C	1 825	2 085	2 235	-

Les durées de vie restantes sont indiquées en nombre de cycles. Les résultats à 0 °C montrent des résultats particulièrement hétérogènes puisque la cellule 1 a connu une défaillance qui a limité sa seconde vie à 1 155 cycles. Tandis que pour la cellule la plus performante, la fin de vie devrait être atteinte après 9 000 cycles. Pour la campagne à 40 °C, les durées de vie sont beaucoup plus homogènes. La fin de vie devrait être atteinte après 1 825 cycles pour la cellule la plus dégradée. Il est important de préciser que ces résultats sous-estiment probablement la durée de vie réelle de la batterie étant donné que l'extrapolation a été faite à partir de courbes de vieillissement accéléré. Le facteur d'accélération des campagnes de test n'a pas pu être déterminé étant donné que l'énergie d'activation des cellules testées n'a pas été mesurée et n'est pas disponible dans la littérature. Par ailleurs, l'estimation de l'énergie d'activation à l'aide des mesures des campagnes de test à 0 °C et 40 °C ne serait pas raisonnable puisque ces températures favorisent des mécanismes de dégradation différents. Ces résultats permettent néanmoins de montrer l'impact de la dispersion sur la durée de vie de la batterie. Les cellules les plus dégradées diminuent sensiblement la durée de vie de l'assemblage.

4.4 Conclusions et perspectives

Ce chapitre a présenté une méthode d'évaluation des performances d'une batterie permettant de remplir un passeport de la batterie et de déterminer son aptitude à être réutilisée dans un nouvel usage.

L'analyse des données a permis d'évaluer les performances d'une batterie de seconde vie. L'énergie, les puissances stockable et délivrable ainsi que le rendement de 12 cellules ont été déterminés. La méthode proposée peut être utilisée comme référence pour évaluer l'aptitude d'une batterie à la seconde vie. La démarche proposée est également conforme au règlement européen sur les batteries publié en 2023 [Union Européenne 2023]. En outre, les exigences de performance de plusieurs usages mobiles sont présentées pour évaluer l'adéquation des batteries de seconde vie en vue de leur réutilisation. Ce travail contribue à la littérature existante en proposant l'une des premières méthodes d'analyse des données permettant d'évaluer l'éligibilité d'un modèle de batterie à une seconde vie. Il a permis de montrer qu'une batterie de BMW i3 pouvait être réutilisée dans une station de charge mobile. L'énergie disponible dans la batterie et la puissance stockable en charge ont été identifiées comme les deux critères de performance les plus contraignants. La démarche de caractérisation rapide présentée dans le chapitre 2 complète ce travail. La méthode de caractérisation rapide présentée peut être utilisée pour déterminer en quelques dizaines de minutes l'énergie disponible dans une batterie.

Pour approfondir ce travail, il serait souhaitable d'appliquer cette méthodologie sur d'autres technologies de batterie et d'autres usages. L'influence de la dispersion des cellules sur la performance d'un assemblage est également à étudier. Le chapitre 5 présente un travail à ce sujet.

Évaluer l'impact des dispersions

Les dispersions de performances au sein d'une batterie peuvent être particulièrement importantes et s'accroître au cours du temps. Ce chapitre vise à déterminer leurs impacts sur la performance d'un système par un travail de modélisation et de simulation.

Le paragraphe 5.1 présente un état de l'art sur les méthodes de modélisation des batteries, les enjeux liés au suivi des performances d'une batterie embarquée dans une station de charge mobile ainsi que les objectifs du chapitre. Le paragraphe 5.2 présente le travail de modélisation d'une cellule tandis que la modélisation d'un module est présentée dans le paragraphe 5.3. Finalement, le paragraphe 5.4 présente la sensibilité des performances d'un robot chargeur aux dispersions dans sa batterie.

Contenu

5.1	État de l'art, contexte et objectifs de l'étude	146
5.1.1	Apports de la littérature concernant la modélisation d'une batterie	146
5.1.2	Besoins pour une station de recharge mobile alimentée par des batteries de seconde vie	148
5.1.3	Objectifs de l'étude proposée	149
5.2	Modélisation d'une cellule de seconde vie	149
5.2.1	Présentation des modèles	150
5.2.2	Calibration expérimentale des modèles	151
5.2.3	Identification du comportement statique	152
5.2.4	Identification du comportement dynamique	153
5.3	Évaluation de la précision des modèles	155
5.3.1	Précision sur un profil WLTC	155
5.3.2	Précision sur le profil d'une station de recharge mobile	157
5.3.3	Temps de calcul et évaluation des erreurs	159
5.4	Étude de l'impact des dispersions	160
5.4.1	Modélisation du module	160
5.4.2	Comparaison des scénarios	161
5.4.3	Influence d'une cellule dégradée	167
5.5	Conclusions et perspectives	170

5.1 État de l'art, contexte et objectifs de l'étude

5.1.1 Apports de la littérature concernant la modélisation d'une batterie

La modélisation d'un système consiste à définir par une représentation mathématique les phénomènes physiques s'y déroulant. Ce travail vise à approcher le comportement du système en limitant l'utilisation d'expérimentations pouvant être longues et coûteuses.

La diversité des phénomènes physiques ayant lieu dans une batterie nécessite l'utilisation de différents modèles. La figure 5.1 présente les différents phénomènes physiques ayant lieu au sein d'une batterie ainsi que les différents types de modèles pouvant être utilisés pour les décrire.

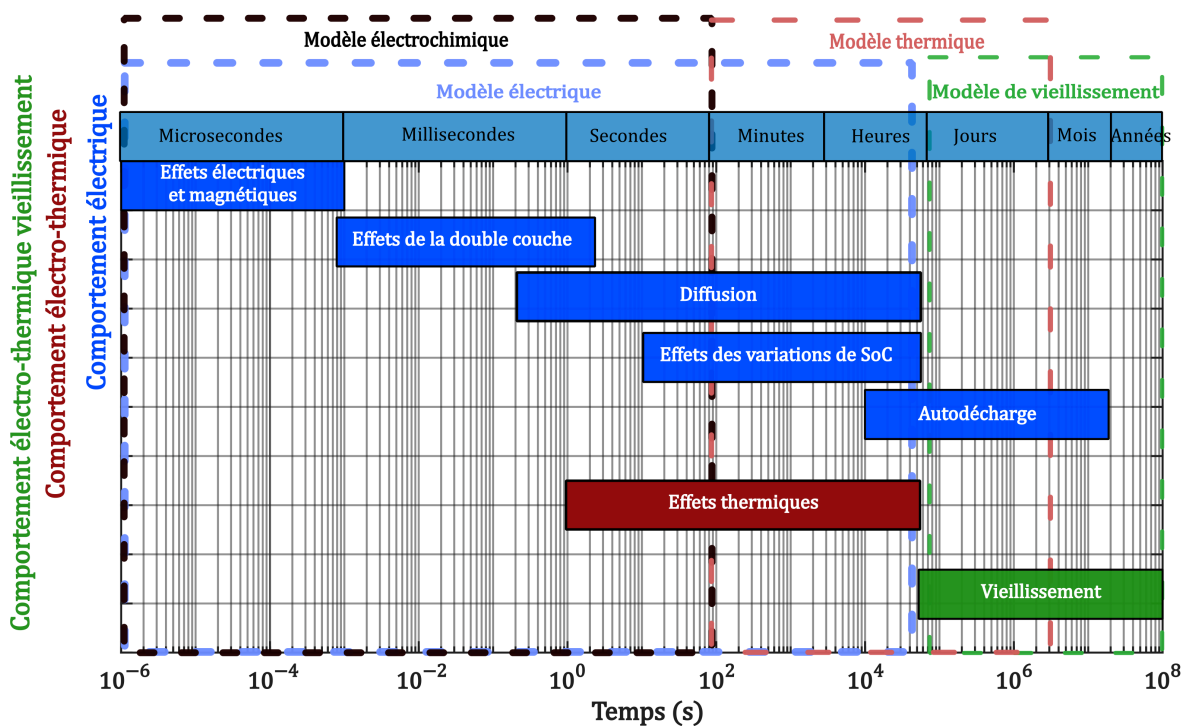


FIGURE 5.1 – Dynamiques temporelles des phénomènes de comportement d'une batterie et types de modèles associés. Inspiré de [Jossen 2006, Baghdadi 2017, Mathieu 2020]

Quatre types de modèles sont communément utilisés pour prendre en compte les phénomènes ayant lieu au sein d'une batterie : les modèles électrochimiques, les modèles électriques, les modèles thermiques et les modèles de vieillissement.

Les modèles électrochimiques s'appuient sur les équations de la physico-chimie pour décrire les phénomènes de transport et la cinétique des différentes espèces chimiques impliquées dans les réactions à l'oeuvre dans les électrodes et l'électrolyte [Delacourt 2014]. Ces modèles sont principalement utilisés lors de la conception de cellules pour l'évaluation de nouvelles combinaisons de mélanges électrochimiques et pour permettre une compréhension fine de l'influence de certaines utilisations sur les composants de la batterie.

Les modèles électriques permettent d'obtenir la réponse d'une batterie à des sollicitations électriques en fonction de l'impact des différents mécanismes électro-chimiques. Ces modèles sont particulièrement importants puisqu'ils donnent accès au rendement, à la puissance délivrable et à l'énergie stockable par la batterie. Les modèles électriques à circuit équivalent sont communément utilisés en raison de la possibilité de les calibrer à l'aide d'essais électriques non destructifs et de leurs faibles puissances de calculs.

Les modèles thermiques sont utilisés pour améliorer la compréhension du comportement thermique des batteries, l'influence de la température sur les performances électriques et sur le vieillissement des batteries étant particulièrement important. Ces modèles peuvent s'appuyer sur des lois physiques décrivant les transferts d'énergie thermique [Hémery 2013]. Cette approche est notamment particulièrement utile pour mettre en place des simulations visant à améliorer la compréhension des phénomènes physiques ayant lieu dans la batterie notamment en cas d'emballement thermique. Une seconde approche consiste à modéliser le comportement thermique à l'aide d'un circuit électrique équivalent [Damay 2015a]. Cette méthode permet d'approximer le comportement thermique global de la batterie avec une puissance de calcul limitée, la finalité de cette approche étant de mettre en place des systèmes de gestion thermique et de sécurité adaptés.

Les modèles de vieillissement décrivent les phénomènes physiques d'une durée supérieure à la journée en s'appuyant sur la modélisation des mécanismes de dégradation. Ces modèles peuvent être classés selon leurs approches : physico-chimique, mécaniste ou empirique [Mathieu 2020].

Le travail de modélisation permet d'approcher le comportement du système en limitant l'utilisation d'expérimentations pouvant être longues et coûteuses. Dans l'annexe A, les coûts associés aux expérimentations sont estimés. Si les modèles permettent de tester différents scénarios d'utilisation d'une batterie en limitant les tests, des expérimentations sont généralement nécessaires pour calibrer leurs paramètres. Des démarches de calibration de modèles s'appuyant sur de grands jeux de données peuvent être utilisés. Leur essor a été rendu possible grâce à la publication de quantités significatives de données expérimentales en accès libre [Saha 2007, Birkl 2017a, Severson 2019, Shahrooei 2020]. La fiabilité de cette approche dépend néanmoins grandement de la qualité et de la quantité des données expérimentales qui sont exploitées pour la modélisation [How 2019].

Aller plus loin

Faute de pouvoir être exhaustif dans cette partie sur la modélisation des batteries, des éléments clés n'ont pas été présentés. Le lecteur intéressé pourra se référer aux thèses françaises suivantes pour compléter la description qui en a été faite ici.

- Sur les modèles électrochimiques [Blondel 2019],
- sur les modèles thermiques [Hémery 2013, Damay 2015a],
- sur les modèles de vieillissement [Redondo-Iglesias 2017].

5.1.2 Besoins pour une station de recharge mobile alimentée par des batteries de seconde vie

L'utilisation de batteries dans une station de recharge mobile nécessite de mettre en place un modèle de la batterie. Dans ce chapitre, le travail se focalise sur la modélisation électrique. L'évaluation des grandeurs électriques est un élément indispensable dans une station de charge mobile. L'estimation en direct de l'énergie disponible dans la batterie est par exemple nécessaire pour adapter la stratégie d'utilisation d'un chargeur autonome. Les modèles électriques en circuit électrique équivalent sont privilégiés dans un grand nombre d'usages nécessitant un suivi des performances de la batterie en temps réel [Seaman 2014]. Leur capacité à reproduire avec précision le comportement de la batterie avec un coût de calcul limité permet d'envisager la mise en place de stratégies de gestions thermique, énergétique et l'équilibrage adaptés [Damay 2015b, Lievre 2015, Shili 2017, Houbbadi 2019b]. En outre, ils peuvent être caractérisés à l'aide de méthodes non destructives [Nikolian 2018, Sun 2020, Tran 2021]. Dans ce chapitre, ce type de modèle sera utilisé pour deux besoins : l'estimation en ligne des performances et l'évaluation de l'impact des dispersions.

Pour les usages mobiles, la connaissance à chaque instant de la puissance délivrable et de l'énergie disponible au sein de la batterie est nécessaire. L'estimation en continu de ces grandeurs pendant une utilisation est communément appelée estimation en ligne. Pour une station de charge mobile, cette estimation peut permettre de déterminer si la charge d'un nouveau véhicule est possible ou si une recharge du robot sur le réseau électrique est nécessaire. Une bonne estimation de la performance de la batterie est donc requise pour adapter la stratégie de gestion énergétique.

Pour cette estimation s'appuyant sur un modèle électrique, l'utilisation de batteries de seconde vie n'engendre pas de problématiques particulières. Une méthodologie de modélisation classique peut être utilisée. Le travail présenté se distingue toutefois par sa finalité qui est de suivre les performances d'une batterie de seconde vie embarquée dans un système mobile. Une attention particulière est également portée à l'impact des dispersions des performances entre cellules sur celle de la station de recharge.

Pour un grand nombre d'usages, les besoins en énergie et en puissance du système nécessitent l'assemblage de plusieurs cellules. En raison d'un degré de tolérance au moment de la fabrication, les caractéristiques initiales des cellules peuvent varier. Ensuite au cours de l'utilisation les différentes cellules peuvent ne pas être soumises au même courant ou à la même température, ce qui engendre et exacerbe les disparités entre ces cellules [Beck 2021].

Le chapitre 2 de ce manuscrit a montré que les batteries en fin de vie automobile sont susceptibles d'être constituées d'éléments hétérogènes. Des éléments particulièrement dégradés ont également été observés. Le chapitre 3 a aussi montré que la dispersion entre les éléments d'une batterie pouvait s'accroître significativement au cours du temps. Un système alimenté par des batteries de seconde vie pourrait donc avoir une performance dégradée. La performance d'une batterie est en effet directement liée à la performance de ces éléments les plus faibles. L'impact des dispersions est donc un sujet de recherche important dans le cadre de l'étude de la seconde vie des batteries.

Une meilleure compréhension de l'impact des hétérogénéités au sein d'une batterie peut permettre d'établir un critère supplémentaire pour la sélection des batteries en fin de première vie éligibles à une seconde vie. Cela peut également permettre de déterminer quelle grandeur caractéristique de la batterie doit être homogénéisée pour garantir une performance de l'assemblage. Finalement, une étude de l'impact de la dispersion peut être utile en tant qu'étude préliminaire pour de futurs travaux visant à réduire ou limiter l'évolution de ces dispersions. Les dispositifs de gestion thermique, d'équilibrage ou de pilotage de la charge sont quelques exemples d'outils pouvant bénéficier de ce travail.

5.1.3 Objectifs de l'étude proposée

L'analyse des travaux existants sur la modélisation des batteries de seconde vie a permis de dégager deux questions de recherche qui restent ouvertes :

- Quelle méthodologie peut-on utiliser pour modéliser une batterie de seconde vie?
- Comment les hétérogénéités entre cellules impactent les performances d'une station de charge mobile?

Ce chapitre vise à faire progresser le niveau de connaissance de la communauté scientifique sur ces questions de recherche. Sur l'enjeu de la modélisation des batteries usagées, les objectifs de la thèse sont les suivants :

- Proposer une méthodologie pour modéliser le comportement électrique d'une batterie de seconde vie.
- Évaluer l'impact de la dispersion des différentes cellules d'une batterie sur la performance de l'assemblage.
- Évaluer l'impact de l'évolution de la dispersion des différentes cellules d'une batterie sur la performance de l'assemblage.

Il est important de quantifier et de limiter l'impact de la dispersion entre les cellules. Ce chapitre propose une étude s'appuyant sur un travail de modélisation prenant en compte la dispersion de performances entre cellules dans un module de batterie de seconde vie. Ce travail se veut être une première étape vers la prise en compte des dispersions au sein des batteries. Des recommandations pour limiter l'impact de ces dispersions seront données en conclusion.

5.2 Modélisation d'une cellule de seconde vie

Ce paragraphe présente les modèles de type circuits équivalents utilisés dans l'étude et la procédure employée pour les calibrer et les valider. Le travail présenté peut être divisé en trois parties. Tout d'abord, deux modèles de type circuits équivalents capables de reproduire la réponse en tension d'une cellule lithium-ion sont présentés. Ensuite, les paramètres des modèles à 0, 25 et 40 °C sont identifiés.

Science ouverte

Le traitement des données et la modélisation ont été réalisés à l'aide de deux logiciels libres et ouverts : DATTES et VEHLIB.

DATTES est un ensemble d'outils Matlab/Octave libres et gratuits pour le traitement des données expérimentales sur les systèmes de stockage d'énergie [Redondo-Iglesias 2023]. Ce logiciel est capable de traiter des données provenant de nombreux cycleurs différents et permet d'analyser les résultats des techniques expérimentales les plus courantes, y compris les mesures de capacité et d'impédance ou l'analyse OCV, ICA et EIS. Il permet aux utilisateurs de traiter les données expérimentales en utilisant une méthodologie soigneusement décrite dans la documentation, ou de personnaliser la méthode d'analyse en fonction de leurs besoins.

VEHLIB est un logiciel de simulation de gestion de l'énergie pour les véhicules électrifiés développé en MATLAB/Simulink [Jeanneret 1999]. Il est basé sur une description de diagramme de blocs combinée à des principes de la théorie du bond graphe.

5.2.1 Présentation des modèles

Pour cette étude, deux modèles de type circuits équivalents ont été choisis.

Le premier est illustré sur la figure 5.2 et sera appelé "modèle CPE". Il se compose d'une source de tension en circuit ouvert (*OCV*) en série avec deux éléments : une résistance R_0 qui modélise le comportement ohmique et un élément à phase constante (*CPE*) associé aux autres comportements dynamiques.

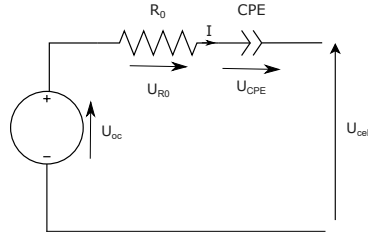


FIGURE 5.2 – Modèle CPE.

Ce modèle reproduit la réponse de la tension de la batterie lorsqu'un courant est appliqué conformément à l'équation 5.1.

$$U_{cell} = U_{oc} - U_{R0} - U_{CPE} \quad (5.1)$$

avec

- U_{cell} : la réponse en tension de la cellule en volt
- U_{oc} : la tension en circuit ouvert en volt
- U_{R0} : la chute ohmique en volt
- U_{CPE} : la dynamique de la tension modélisée par l'élément à phase constante en volt

Le deuxième modèle est illustré sur l'image 5.3 et sera appelé "modèle RC".

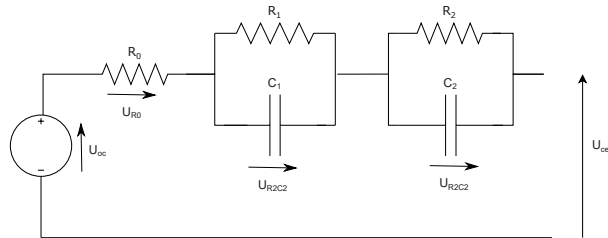


FIGURE 5.3 – Modèle RC.

Il se compose d'une source de tension *OCV* en série avec une résistance R_0 qui modélise le comportement ohmique, d'un premier circuit *RC* pour modéliser les dynamiques de l'ordre de la seconde et les processus de double couche et d'un second circuit *RC* associé aux dynamiques au delà de la dizaine de secondes. Ce modèle reproduit la réponse de la tension de la batterie lorsqu'un courant est appliqué conformément à l'équation 5.2.

$$U_{cell} = U_{oc} - U_{R0} - U_{R1C1} - U_{R2C2} \quad (5.2)$$

avec

- U_{cell} : la réponse en tension de la cellule en volt,
- U_{oc} : la tension en circuit ouvert en volt,
- U_{R0} : la chute ohmique en volt,
- U_{RiCi} : la dynamique de la tension modélisée par le *i*-ème circuit RC en volt.

Pour maximiser la précision du modèle dans les dynamiques très lentes, notamment pendant la relaxation, il serait nécessaire d'ajouter des circuits *RC* supplémentaires [Li 2016]. Cependant, cela augmenterait considérablement le temps de calcul pour des simulations plus avancées utilisant ce modèle.

5.2.2 Calibration expérimentale des modèles

Ces modèles sont calibrés afin de représenter le comportement de la batterie étudiée dans ce manuscrit et dont les caractéristiques sont rappelées dans le tableau 5.1.

TABLEAU 5.1 – Caractéristiques principales de la cellule Samsung SDI 94 Ah [PushEV 2018].

Caractéristiques	Valeurs
Format	Prismatique
Capacité nominale [Ah]	94
Résistance nominale [mΩ]	0,75
Matériau à l'électrode positive	NMC111
Matériau à l'électrode négative	Graphite
Tension nominale [V]	3,68
Plage de tension [V]	2,7-4,15
Densité énergétique [Wh/kg]	165
Taille L×l×H [mm]	173×125×45
Masse [kg]	2,1

La calibration des modèles s'appuie sur l'utilisation des données expérimentales issues du test de caractérisation présenté dans les chapitres précédents et dont les étapes sont rappelées dans le tableau 5.2.

TABLEAU 5.2 – Test utilisé pour la calibration des modèles.

Étape	Test	Durée estimée (h)
1	Mesure de capacité	18
2	Mesure d'impédance	8
3	Pseudo-OCV	42
4	Profils de validation	12

La première étape du test est une mesure de capacité constituée de trois cycles de charge/décharge complètes. Cette mesure permet de déterminer l'état de charge de la batterie. L'étape suivante est une mesure de l'impédance de la batterie à différents états de charge (10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80 et 90 %) et différents régimes de courants (0,3 C, 0,5 C, 0,8 C, 1 C et 1,3 C). Cette mesure permet de calibrer les paramètres utilisés pour reproduire le comportement dynamique de la batterie. L'étape 3 est une mesure à faible à courant qui permet d'obtenir la tension en circuit ouvert de la batterie qui est le paramètre permettant de modéliser le comportement de la batterie au repos. Finalement, les profils de validation sont utilisés en fin de test pour vérifier la précision des modèles calibrés au cours des trois étapes précédentes. La figure 5.4 présente le profil de tension au cours du test de calibration.

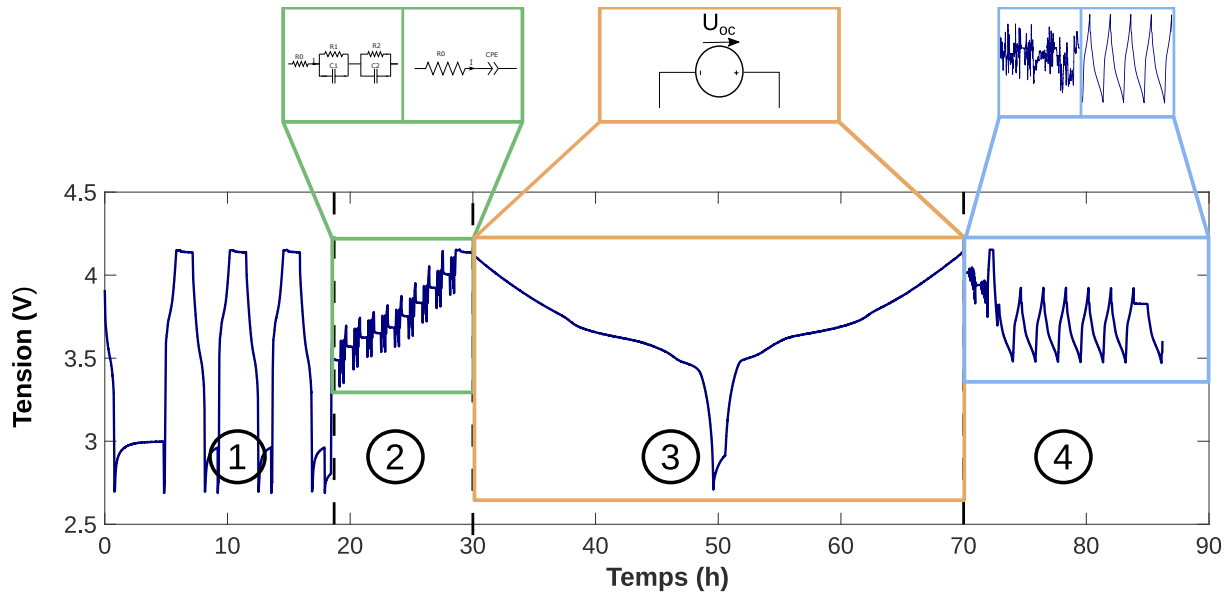


FIGURE 5.4 – Profil de tension au cours du test de calibration avec les paramètres des modèles calibrés au cours des différentes étapes du test.

Ce test est réalisé aux températures de 0, 25 et 40 °C. Pour chaque température, les paramètres RC et CPE des modèles sont calibrés en deux étapes selon les phénomènes modélisés. Le comportement statique ou thermodynamique est modélisé par la tension en circuit ouvert, tandis que le comportement dynamique ou de polarisation est modélisé par les paramètres $R_0 + CPE$ ou $R_0 + R_1C_1 + R_2C_2$.

5.2.3 Identification du comportement statique

Le comportement statique d'une batterie est généralement modélisé par une source de tension en circuit ouvert dont le comportement évolue en fonction de l'état de charge, de la température et de l'état de santé de la batterie. L'influence du vieillissement n'est pas prise en compte dans cette étude.

Dans cette dernière, la tension en circuit ouvert (OCV) est déterminée à un régime de courant de $C/20$ grâce à l'étape 3 du test illustré par la figure 5.4. Elle est calculée en prenant la moyenne des courbes de tension de charge et de décharge à un faible régime de courant en fonction de l'état de charge. Cette technique est connue sous le nom de pseudo-tension en circuit ouvert (pseudo-OCV) [Dubarry 2007]. Dans la fiche technique, la tension en circuit ouvert est mesurée à l'aide d'une technique de titrage intermittent galvanostatique à $1/3 C$. Cette méthode est plus lente mais plus précise que la pseudo-OCV car elle est moins sensible à la polarisation du courant. Dans ce travail, la pseudo-OCV a été privilégiée en raison de sa rapidité à produire un nombre suffisant de points expérimentaux pour modéliser avec précision la dépendance de la tension en circuit ouvert par rapport à l'état de charge. La figure 5.5 montre l'influence de la température et de l'état de charge sur la tension en circuit ouvert.

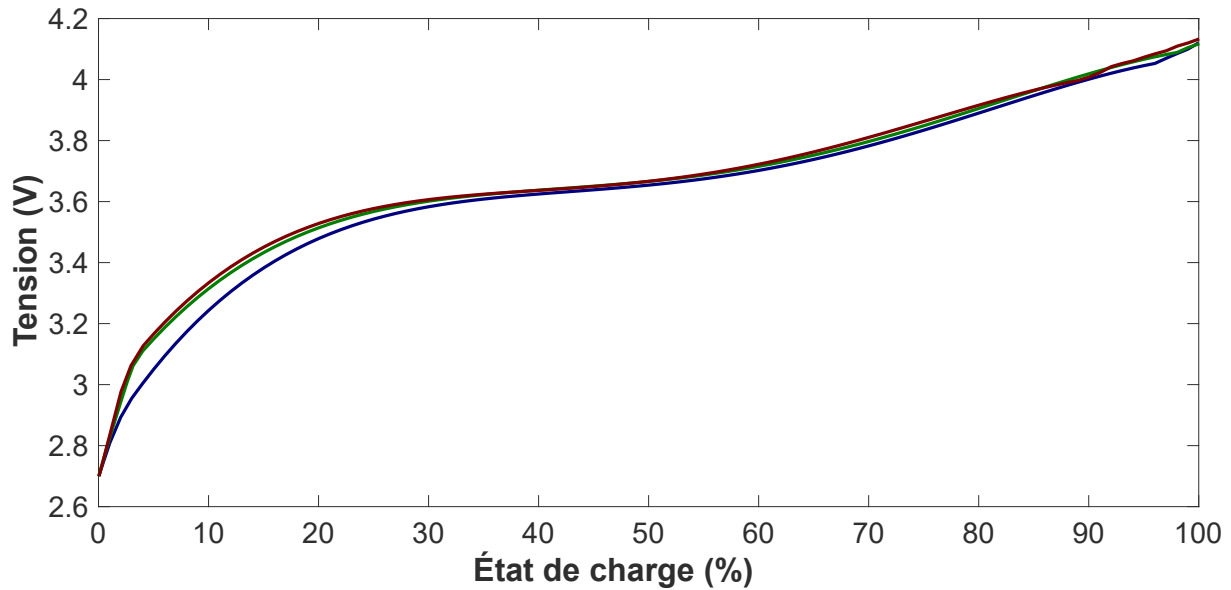


FIGURE 5.5 – Courbes expérimentales de la tension en circuit ouvert en fonction de l'état de charge à 0 °C (ligne bleue), 25 °C (ligne verte) et 40 °C (ligne rouge).

Afin de modéliser l'influence de l'état de charge sur la tension en circuit ouvert, 100 points expérimentaux ont été pris en compte, allant de 0 à 100 % d'état de charge. Une interpolation linéaire est utilisée entre deux points expérimentaux pour les niveaux intermédiaires d'état de charge. Cette méthode a été privilégiée car elle maximise la précision par rapport à la modélisation à l'aide d'une équation.

5.2.4 Identification du comportement dynamique

Le comportement dynamique d'une batterie est modélisé par les paramètres d'impédance RC et CPE respectivement pour les modèles des mêmes noms. Ces paramètres décrits par les équations 5.3 et 5.4 sont influencés par l'état de charge, la température et l'état de santé de la batterie. Dans cette étude, l'influence du vieillissement n'est pas prise en compte .

$$Z_{RC}(jw) = \frac{1}{1 + RCjw} \quad (5.3)$$

avec

- $Z_{RC}(jw)$: l'impédance RC en ohm,
- R : la résistance en ohm,
- C : la capacité en farad.

$$Z_{CPE}(jw) = \frac{1}{Q(jw)^\alpha} \quad (5.4)$$

avec

- $Z_{CPE}(jw)$: l'impédance CPE en ohm,
- Q : le coefficient multiplicateur en $\Omega^{-1}s^\alpha$,
- α : l'ordre de l'impédance, sans unité.

La résistance R_0 modélise la chute ohmique, elle est déterminée en premier car c'est le phénomène dynamique le plus court considéré dans cette étude. L'influence de l'état de charge et de la température sur la résistance a été déterminée expérimentalement à l'étape 2 du test de caractérisation illustré par la figure 5.4. Pour modéliser l'influence de l'état de charge sur R_0 , 10 points expérimentaux ont été pris

en compte. Les mesures sont réalisées grâce à des impulsions de 10 secondes à un régime de courant de -1 C et à des états de charge variant de 10 % à 90 %. Une interpolation logarithmique est considérée entre deux points expérimentaux pour les niveaux intermédiaires d'état de charge. L'influence de l'état de charge sur la résistance est modélisée selon l'équation 5.5.

$$R(\text{SoC}) = r_2 \times \ln(100 - \text{SoC})^2 + r_1 \times \ln(100 - \text{SoC}) + r_0 \quad (5.5)$$

avec

- $R(\text{SoC})$: la résistance à un état de charge donné en ohm,
- r_i : les coefficients polynomiaux du modèle en ohm.

Le résultat de l'interpolation de la résistance est illustré par la figure 5.6.

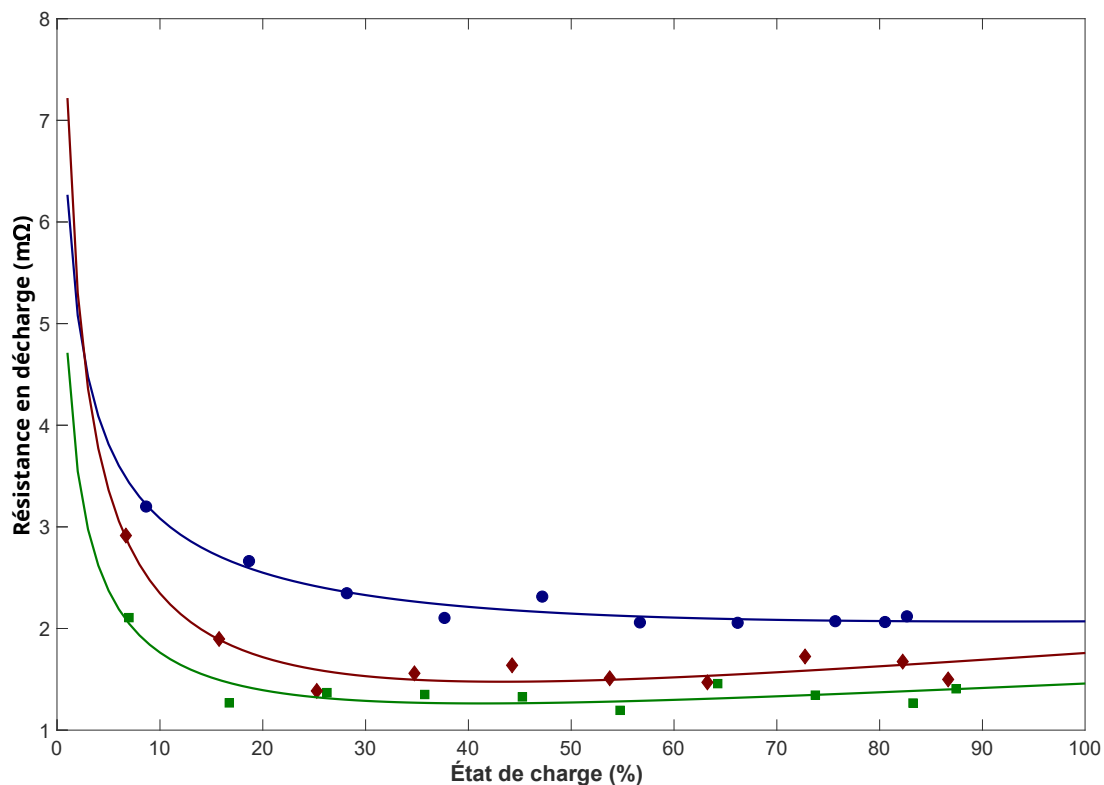


FIGURE 5.6 – Résultat expérimental et réponse du modèle (lignes) pour la résistance à la décharge à 0 secondes en fonction de l'état de charge et de la température 0 (bleu), 25 (vert) et 40 °C (rouge).

Les paramètres R_1, C_1, R_2, C_2, Q et α sont calibrés de façon à reproduire au mieux le comportement dynamique d'une batterie utilisée dans une station de recharge mobile. Pour modéliser l'influence de l'état de charge sur ces paramètres, 10 points expérimentaux ont été considérés, allant d'un état de charge de 10 % à 90 % et à un régime de courant de -1 C . Les équations 5.5 et 5.6 sont utilisées pour modéliser l'influence de l'état de charge sur ces paramètres et les valeurs des paramètres des modèles sont partagées dans l'annexe D.

$$C_i(\text{SoC}) = c_{1,3} \times (100 - \text{SoC})^3 + c_{1,2} \times (100 - \text{SoC})^2 + c_{1,1} \times (100 - \text{SoC}) + c_{1,0} \quad (5.6)$$

avec

- $C_i(\text{SoC})$: la capacité pour un état de charge donné en farad,
- c_i : les coefficients polynomiaux du modèle en farad.

5.3 Évaluation de la précision des modèles

Les paragraphes précédents ont présenté l'identification des paramètres du modèle. Il s'agissait de déterminer les paramètres responsables de la modélisation des différentes dynamiques de la batterie séparément grâce aux données expérimentales collectées lors de l'essai de caractérisation. Dans ce paragraphe, la précision des modèles RC et CPE est évaluée.

5.3.1 Précision sur un profil WLTC

Pour faciliter la comparaison avec d'autres études de modélisation, un profil d'utilisation représentatif d'un usage automobile a été utilisé pour valider le modèle : le cycle des procédures d'essai harmonisées à l'échelle mondiale pour les véhicules légers. Pour construire ce profil, la bibliothèque VEHLIB a été utilisée pour déterminer la sollicitation d'une batterie constituée de 4 modules de BMW i3 utilisée dans un véhicule léger [Jeanneret 1999]. Dans cette bibliothèque, la Golf-GTE PHEV est le modèle de châssis de véhicule dont les caractéristiques (masse, aérodynamique, cartographie moteur, etc.) s'approchent le plus d'une BMW i3. Ce modèle de véhicule a donc été utilisé pour évaluer la sollicitation sur la batterie au cours du cycle de conduite. La figure 5.7 montre le profil du cycle d'essai mondial harmonisé des véhicules légers utilisé.

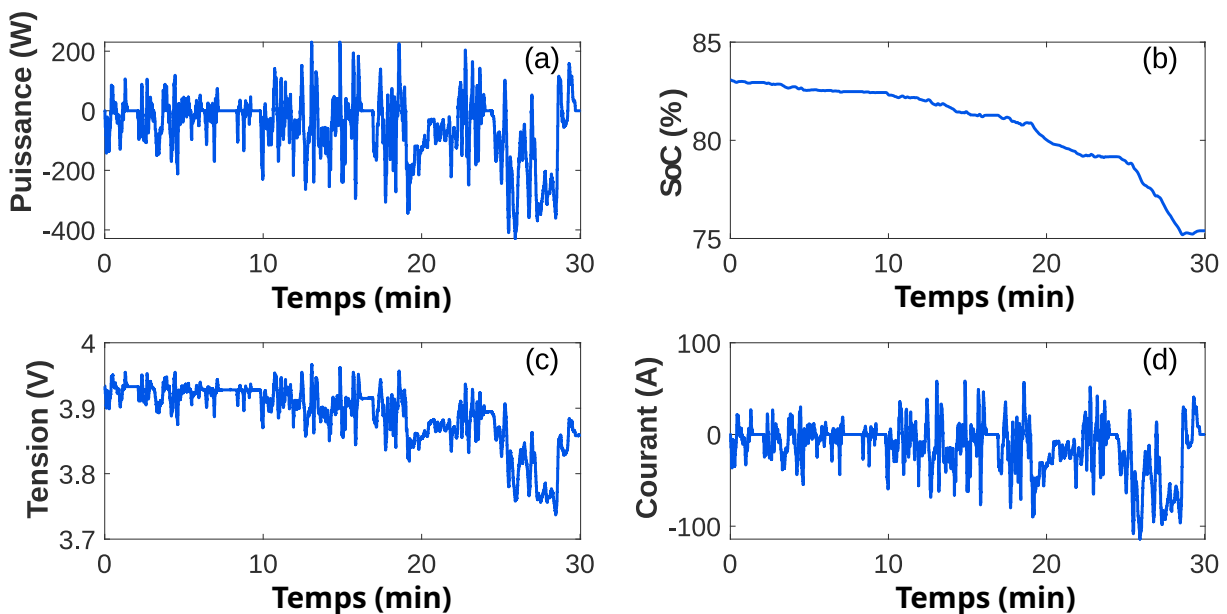


FIGURE 5.7 – Évolution de (a) la puissance, (b) de l'état de charge, (c) de la tension et (d) du courant d'une cellule lors d'un cycle WLTC.

La figure 5.8 montre en ligne bleue la tension de la cellule de seconde vie mesurée à 25 °C et comparée à la réponse du modèle CPE en ligne continue et au modèle RC en ligne pointillée.

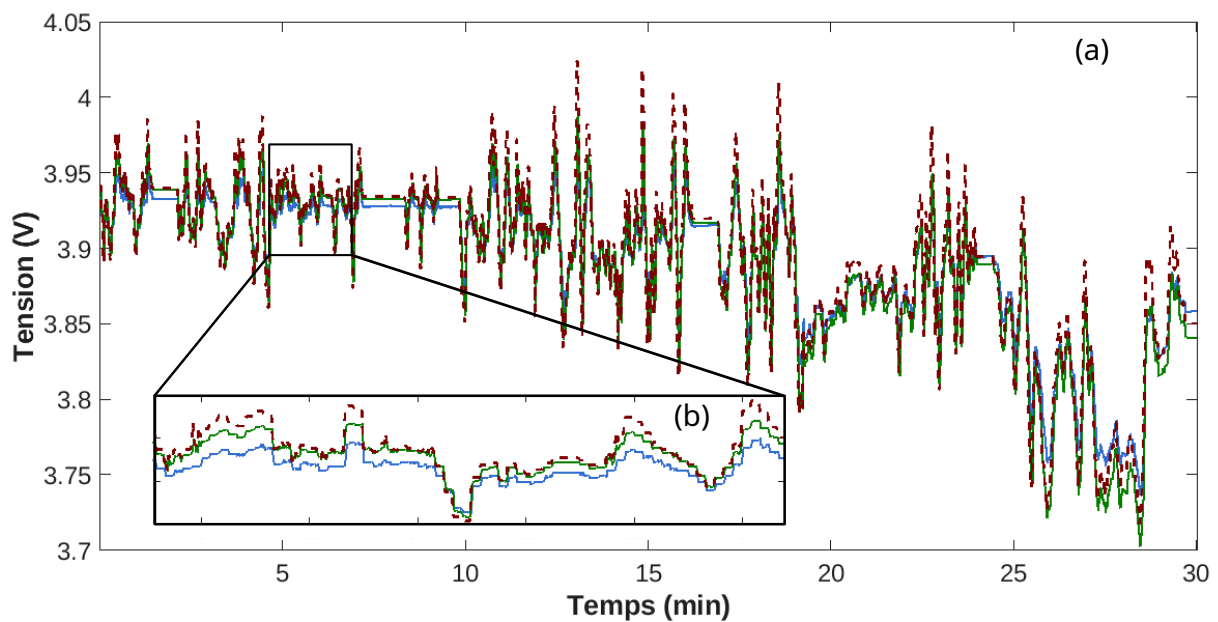


FIGURE 5.8 – (a) Données expérimentales (ligne continue bleue) comparées aux résultats de simulation pour le modèle CPE (ligne continue verte) et le modèle RC (ligne pointillée rouge) à 25 °C. (b) Zoom autour de 5 minutes.

Une grande partie de l'erreur provient du comportement dynamique, plus précisément de l'interpolation des résistances aux niveaux intermédiaires d'état de charge. Pour améliorer la précision des modèles, les paramètres responsables de la dynamique de la tension, en particulier à la fin de la charge et de la décharge, devraient être optimisés. Des efforts pourraient également être faits pour prendre en compte de manière plus précise l'effet de relaxation.

La figure 5.9 montre les fonctions de distribution des erreurs des modèles. Pour le modèle CPE (ligne continue) et le modèle RC (ligne pointillée), l'erreur de simulation est inférieure à ± 7 mV, ± 22 mV et ± 40 mV dans 50, 90 et 99 % du profil, respectivement.

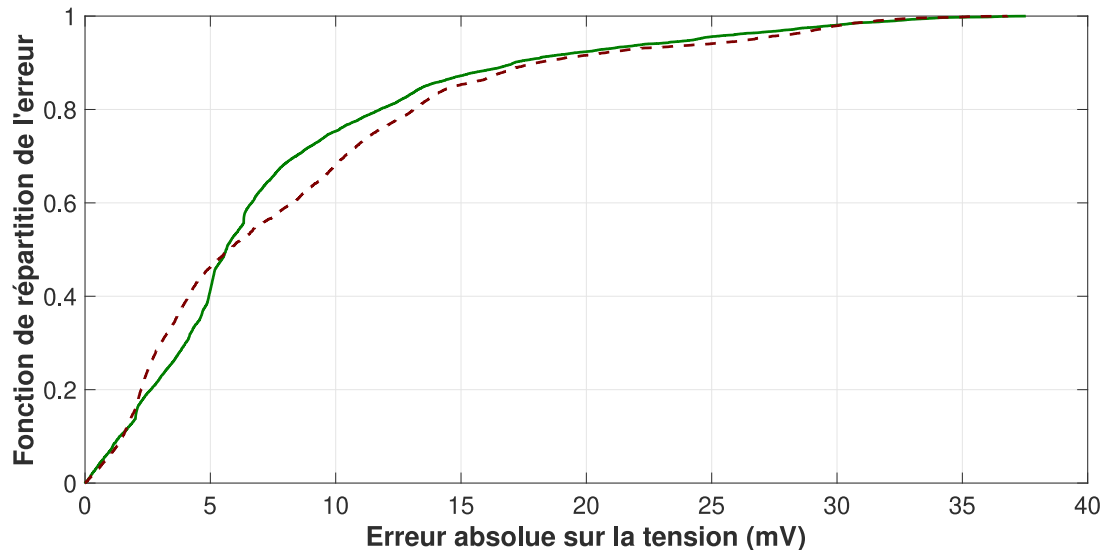


FIGURE 5.9 – Fonctions de distribution des erreurs pour le modèle CPE (ligne continue) et le modèle RC (ligne pointillée) reproduisant la réponse en tension d'une cellule utilisée avec un profil WLTC à 25 °C.

Dans ce paragraphe, l'influence de la température sur la précision du modèle est évaluée grâce à un profil WLTC. La figure 5.10 présente l'influence de la température sur la précision du modèle RC. La fonction de distribution des erreurs est représentée en bleu pour 0 °C, en vert pour 25 °C et en rouge pour 40 °C.

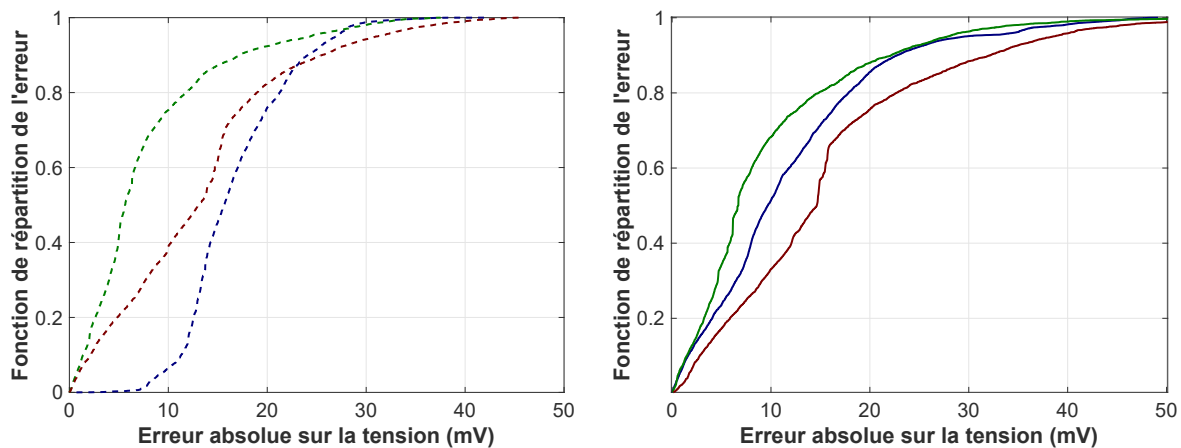


FIGURE 5.10 – Influence de la température sur la précision des modèles RC (à gauche, en ligne pointillée) et CPE (à droite, en ligne continue). Les courbes bleues, vertes et rouges présentent respectivement la précision à 0, 25 et 40 °C.

Pour le modèle RC, l'erreur de simulation est inférieure à ± 16 mV, ± 25 mV et ± 40 mV dans, respectivement, 50, 90 et 99 % du profil. Pour le modèle CPE, l'erreur de simulation est inférieure à ± 15 mV, ± 32 mV et ± 50 mV dans respectivement 50, 90 et 99 % du profil.

5.3.2 Précision sur le profil d'une station de recharge mobile

Le profil d'utilisation d'une station de charge mobile inspiré de profils réels a été utilisé pour comparer les capacités des modèles à reproduire la réponse de tension des batteries réutilisées. La figure 3.6 rappelle le profil d'utilisation du chargeur mobile avec des niveaux de puissance donnés pour une seule cellule lithium-ion.

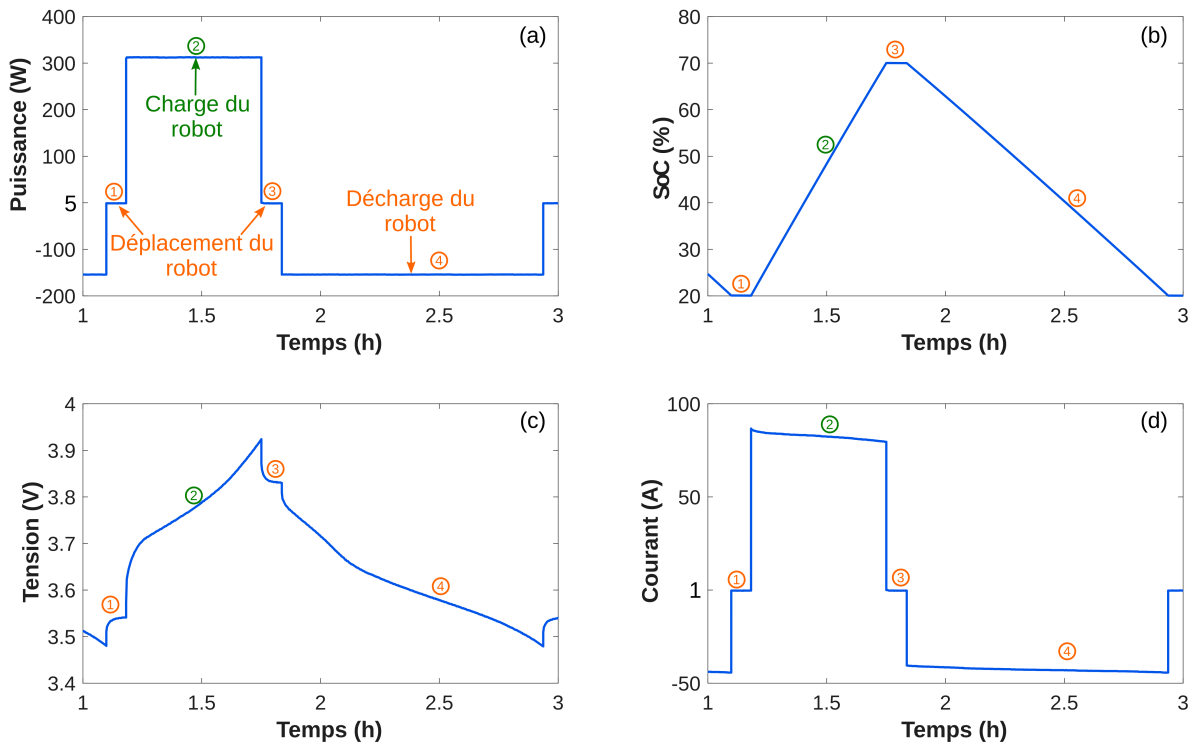


FIGURE 5.11 – Évolution de la puissance (a), de l'état de charge (b), de la tension (c) et du courant (d) d'une cellule utilisée dans une station de recharge mobile.

Ce profil a été décrit en détail dans le chapitre 3 de ce manuscrit.

La figure 5.12 montre en ligne bleue la tension de la cellule de seconde vie mesurée pour un profil de chargeur mobile à température ambiante de 25 °C. Elle est comparée à la réponse du modèle CPE (ligne continue verte) et à celle du modèle RC (ligne pointillée verte). La fonction de distribution cumulative des deux modèles est également représentée.

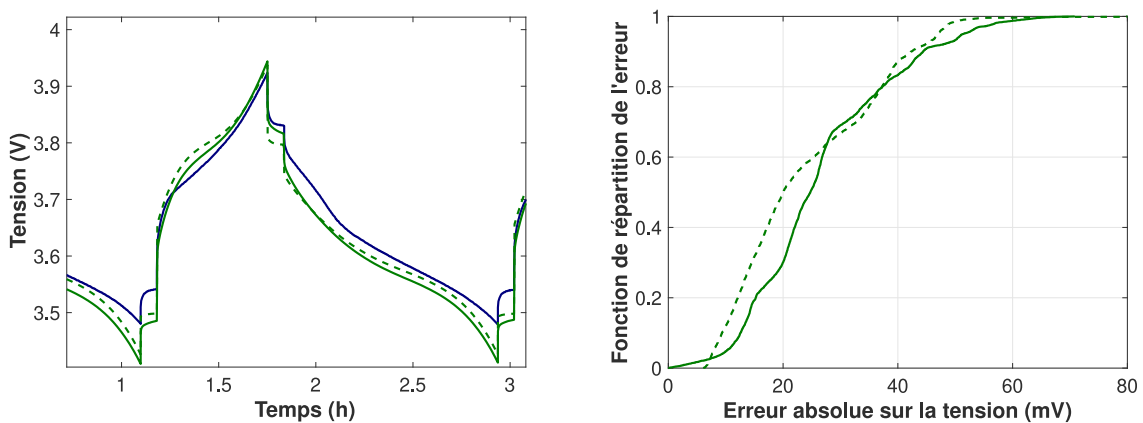


FIGURE 5.12 – Influence du choix du modèle sur la précision à 25 °C. À gauche, profil de tension ; à droite distribution de l'erreur (ligne bleue = mesure, ligne verte en trait plein = modèle CPE, ligne verte en trait pointillé = modèle RC).

Pour les modèles CPE et RC, l'erreur de simulation est inférieure à ± 25 mV, ± 45 mV et ± 61 mV sur 50, 90 et 99 % du profil, respectivement. La précision des modèles est plus faible sur le profil du chargeur mobile que sur le profil WLTC. Cette observation peut s'expliquer par la gamme d'état de charge balayée. Le profil WLTC sollicite le modèle sur une plage d'état de charge de 75 à 83 % tandis que le profil du robot chargeur le sollicite entre 20 et 70 % d'état de charge. Or l'interpolation des paramètres dynamiques à des niveaux intermédiaires d'état de charge est responsable de plus de 75 % de l'imprécision du modèle. Pour améliorer la précision des modèles, il faudrait collecter davantage de points de données expérimentales et concentrer les efforts sur les techniques d'interpolation.

5.3.3 Temps de calcul et évaluation des erreurs

Le tableau 5.3 montre la précision et le temps de calcul des modèles pour différentes températures en utilisant respectivement un profil WLTC de trente minutes et un profil de station de recharge mobile de onze heures. Les simulations ont été effectuées sur Simulink R2021a avec un solveur ode15s et une taille de pas maximale de 100 ms. L'ordinateur utilisé était un ordinateur portable DELL Latitude 5290 équipé d'un processeur Intel® Core™ i7-8650U et avec une vitesse d'horloge de 1,90 GHz.

TABLEAU 5.3 – Précision et temps de calcul du modèle à différentes températures et pour un profil de station de charge mobile ou WLTC.

			Modèle CPE	Modèle RC
WLTC (30 minutes)	Précision (RMSE)	0 °C	17,5 mV	14,8 mV
		25 °C	10,5 mV	12,9 mV
		40 °C	15,9 mV	19,2 mV
	Temps de calcul	0 °C	11,2 s	3 s
		25 °C	8,7 s	3,1 s
		40 °C	9,9 s	3,3 s
			Modèle CPE	Modèle RC
Chargeur mobile (11 heures)	Précision (RMSE)	0 °C	32,6 mV	35,4 mV
		25 °C	29,5 mV	27,2 mV
	Temps de calcul	0 °C	71,9 s	35,6 s
		25 °C	80,8 s	35,1 s

Les modèles CPE et RC présentent une erreur comparable, mais le temps de simulation est nettement en faveur du second. Les deux modèles donnent des résultats raisonnables, avec des niveaux de précision toujours inférieurs à 1 %, ce qui est de l'ordre de grandeur des modèles présentés dans la littérature [Baghdadi 2015, Seger 2022b, Quelin 2023, Juston 2023].

Les modèles sont plus précis avec le profil WLTC qu'avec celui de la station de recharge mobile. Cette différence peut s'expliquer par la sévérité du profil du chargeur. Les performances des modèles sont suffisantes pour estimer, avec précision et une faible charge de calcul, l'énergie stockée dans la station de recharge mobile et son efficacité à un moment donné. Ces quantités sont essentielles pour définir une tarification, une programmation et une gestion de l'énergie optimales afin de maximiser les bénéfices et de minimiser la dégradation de la batterie [Houbbadi 2019a, Saboori 2021, Afshar 2022].

Si une meilleure estimation de l'énergie stockée dans la station de charge à un moment donné est nécessaire, la précision des modèles pourrait être améliorée en ajoutant des paramètres aux modèles. Toutefois, cette stratégie augmenterait certainement le temps de calcul. Il faut donc trouver un compromis entre la précision du modèle et le temps de calcul.

5.4 Étude de l'impact des dispersions

Ce paragraphe présente une étude de l'impact de la dispersion sur la performance d'une station de charge mobile. Ce travail s'appuie sur un modèle de module de seconde vie composé d'un assemblage de 12 cellules. Il contribue à la littérature existante de deux manières importantes. Tout d'abord, les résultats expérimentaux présentés font partie des rares études qui présentent la dispersion des paramètres des cellules d'une batterie de seconde vie. Ils contribuent à une meilleure compréhension de la question centrale de la dispersion des cellules dans une batterie. Deuxièmement, l'étude de simulation présentée dans ce paragraphe est l'une des premières à utiliser un modèle de module de batterie de seconde vie. Ce paragraphe est structuré comme suit : dans la première partie, le modèle d'un module de seconde vie est présenté. Puis des simulations selon différents scénarios sont ensuite réalisées pour évaluer les déséquilibres de tension causés par l'hétérogénéité des cellules. L'influence de la dispersion de capacité et de résistance sur les performances d'une station de charge mobile est évaluée. Dans la dernière partie, des conclusions sont tirées et quelques perspectives de cette étude sont présentées.

5.4.1 Modélisation du module

Le modèle électrique "RC" présenté dans la première partie de ce chapitre a été retenu pour modéliser les cellules du module. Il a été privilégié pour sa puissance de calcul réduite par rapport au modèle "CPE". Les 12 cellules du module 1 ont été modélisées avec la méthodologie présentée dans la partie précédente. Les résultats de la calibration des douze cellules sont présentés sur la figure 5.13.

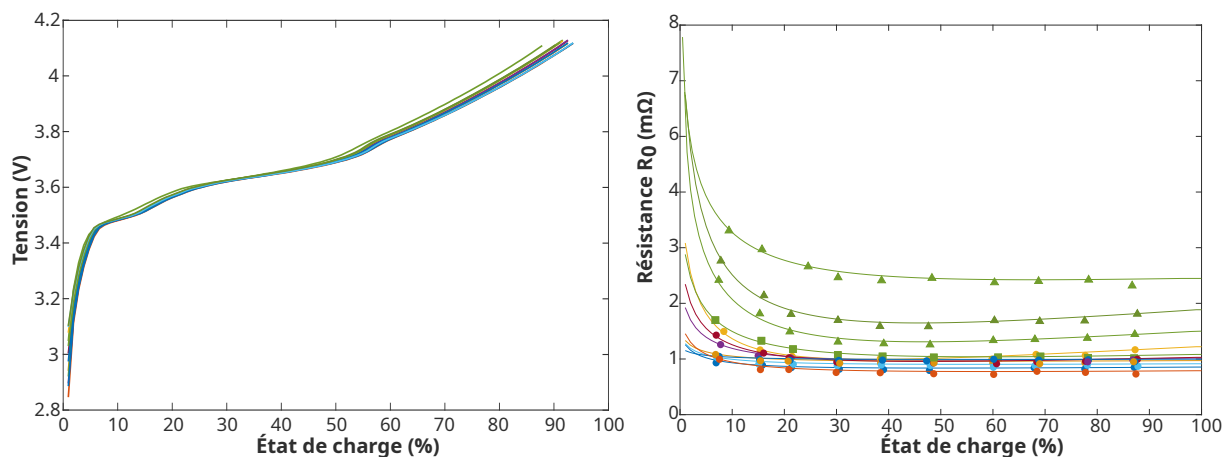


FIGURE 5.13 – Résultats de la calibration des 12 modèles de cellules. Le graphique à gauche présente la tension en circuit ouvert tandis que celui de droite présente la résistance R_0 . Les marqueurs en triangle montrent les cellules dont la résistance est la plus dégradée tandis que le marqueur carré présente la cellule dont la capacité est la plus dégradée.

Les 12 modèles ont ensuite été réunis dans un modèle de l'assemblage réalisé dans Simulink à l'aide de la boîte à outils Simscape. La figure 5.14 présente le modèle de module utilisé pour simuler le comportement de l'assemblage.

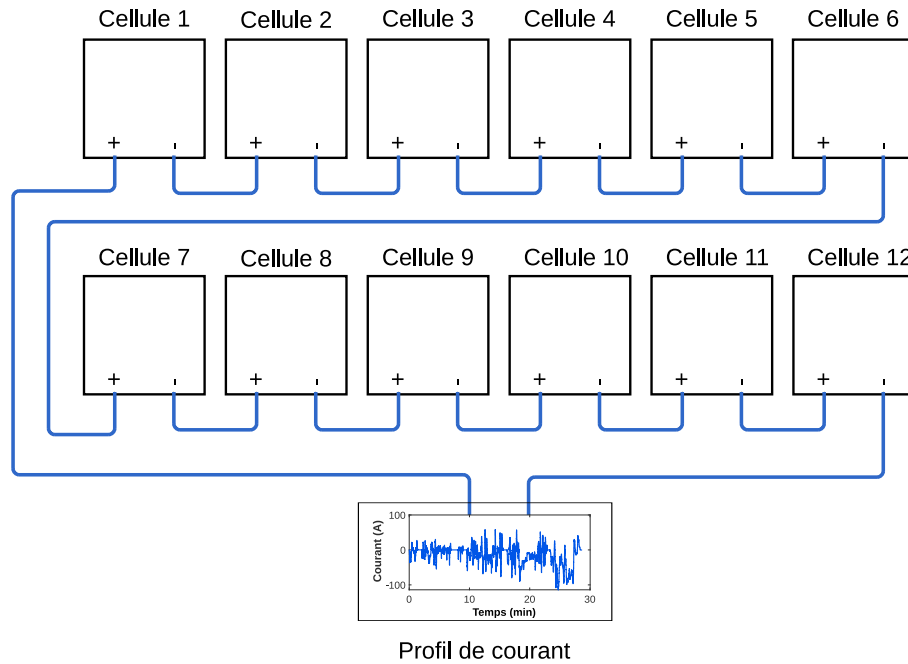


FIGURE 5.14 – Modèle utilisé pour l'étude d'un module de seconde vie.

Dans ce modèle, l'équilibrage des cellules par un circuit dédié n'est pas considéré.

5.4.2 Comparaison des scénarios

L'étude de l'impact des dispersions s'appuie sur la définition de quatre scénarios permettant d'étudier l'impact de différentes dispersions dans le module. Ces quatre scénarios sont présentés sur la figure 5.15.

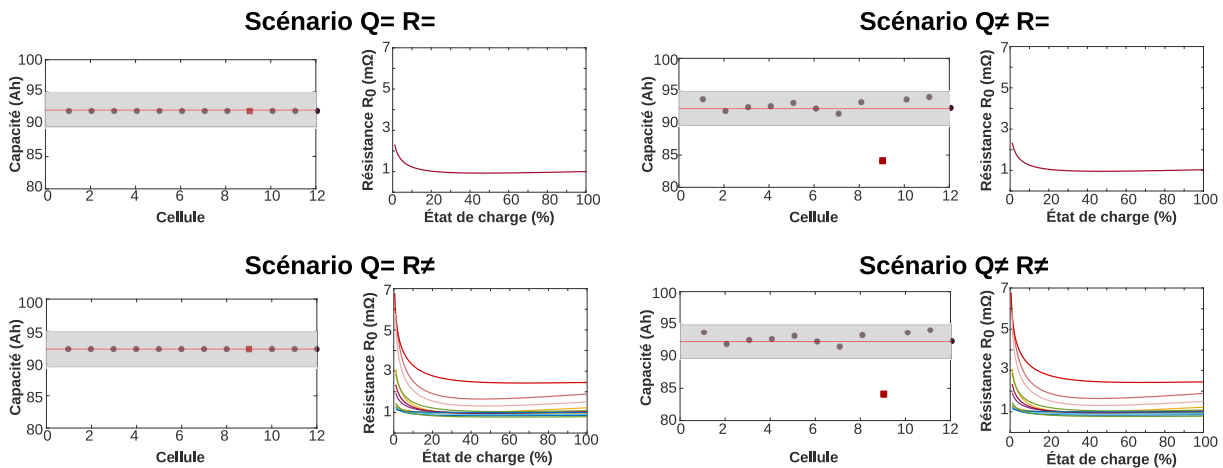


FIGURE 5.15 – Scénarios utilisés pour l'étude de la dispersion des cellules.

Le premier scénario est défini en considérant 12 cellules avec les mêmes caractéristiques. Les capacités sont toutes égales à la valeur moyenne des capacités au sein du module et les résistances sont toutes modélisées avec le modèle de la cellule médiane. Cette configuration permet de déterminer l'énergie maximale que peut stocker une station de recharge mobile ainsi que les puissances qu'elle peut recevoir ou délivrer lorsque la batterie qui l'alimente n'a pas de dispersion. Le second scénario modélise un module constitué de 12 cellules dont les capacités sont différentes et les résistances identiques. Cette configuration permet

d'évaluer l'influence de la dispersion de capacité sur la performance de la station de charge mobile. Une des cellules de ce module est particulièrement dégradée. L'influence d'un tel élément sera étudiée plus en détail dans le paragraphe 5.4.3. Le troisième scénario vise à évaluer l'influence de la dispersion de l'impédance sur la performance de la station de charge mobile. Pour cela, un module constitué de 12 cellules avec des capacités identiques et des résistances différentes est utilisé. Finalement, le quatrième scénario modélise un assemblage de 12 cellules aux capacités et résistances différentes. Cette configuration correspond à celle qui est rencontrée en pratique. Le tableau 5.4 synthétise les valeurs des capacités et résistances utilisées pour le modèle dans les différents scénarios.

TABLEAU 5.4 – Valeurs des capacités et résistances utilisées pour le modèle dans les différents scénarios.

	Capacités	Résistances
Scénario $Q = R =$	Valeur moyenne	Valeur de la cellule médiane
Scénario $Q \neq R =$	Valeurs réelles	Valeur de la cellule médiane
Scénario $Q = R \neq$	Valeur moyenne	Valeurs réelles
Scénario $Q \neq R \neq$	Valeurs réelles	Valeurs réelles

L'évolution des réponses en tension des cellules dans ces scénarios est le premier élément étudié. Il est d'importance puisqu'une batterie doit être utilisée dans une plage de tension limitée pour des raisons de sécurité. L'élément le plus dégradé étant susceptible d'atteindre les seuils de sécurité bas et haut plus rapidement. Il convient de vérifier que la plage de tension utilisée pour une station de charge mobile soit compatible avec les surtensions causées par la dispersion des cellules.

La figure 5.16 présente, pour les quatre scénarios, la réponse en tension des cellules sollicitées par un profil d'utilisation de chargeur mobile dans des gammes de tension représentatives de cet usage.

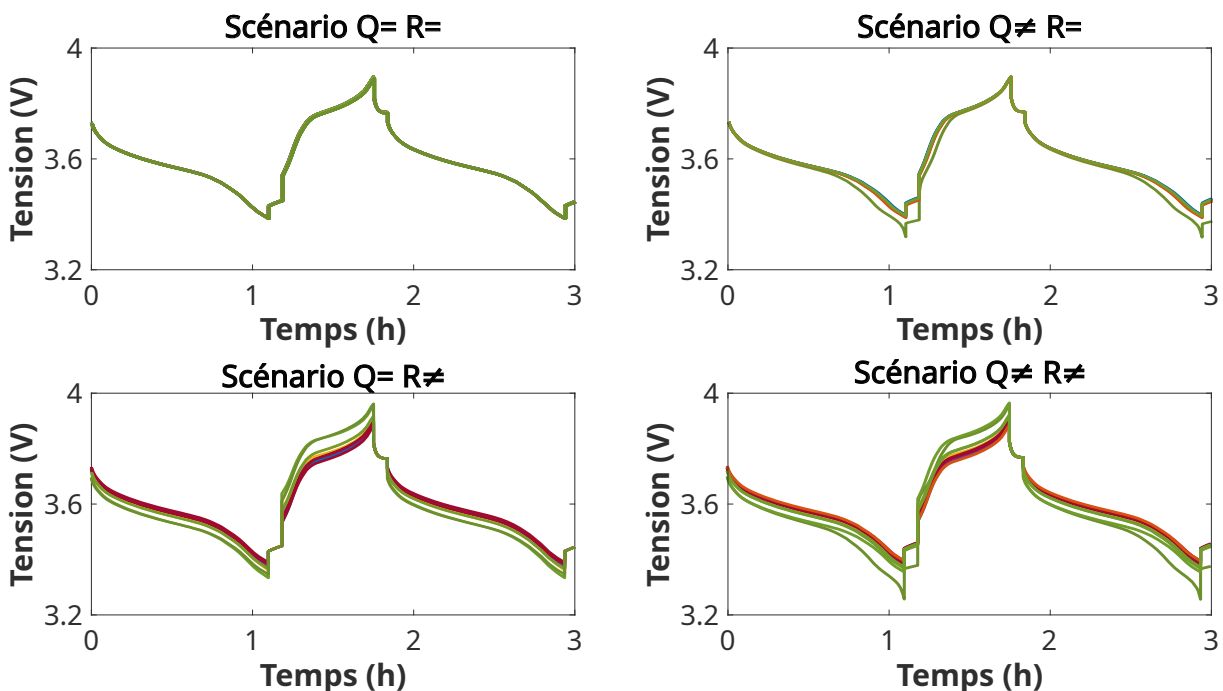


FIGURE 5.16 – Réponse en tension des cellules sollicitées par un profil d'utilisation de chargeur mobile dans les quatre scénarios

Cette figure montre que les dispersions de capacité et de résistance ont toutes deux un impact sur la réponse en tension des cellules. Le scénario $Q \neq R =$ montre l'impact de la dispersion de la capacité entre les

cellules. Pour cette configuration de module, 11 des 12 cellules ont une réponse très comparable tandis que la cellule dégradée a une réponse particulièrement différente. Le scénario $Q = R \neq$ permet de remarquer l'influence des cellules dont la résistance est plus élevée. Il apparaît que ces éléments sont particulièrement critique puisque la surtension engendrée est bien plus importante que celle causée dans le scénario $Q \neq R =$. Le scénario $Q \neq R \neq$ montre également cela puisqu'un effet combiné des deux dispersions en capacité et en résistance est observable. L'allure des courbes présente une allure similaire à celle du scénario $Q = R \neq$ ce qui suggère que le facteur de dispersion le plus influent ici est la résistance.

La figure 5.17 présente la dispersion de tension entre les cellules au cours de ce profil et pour les différents scénarios.

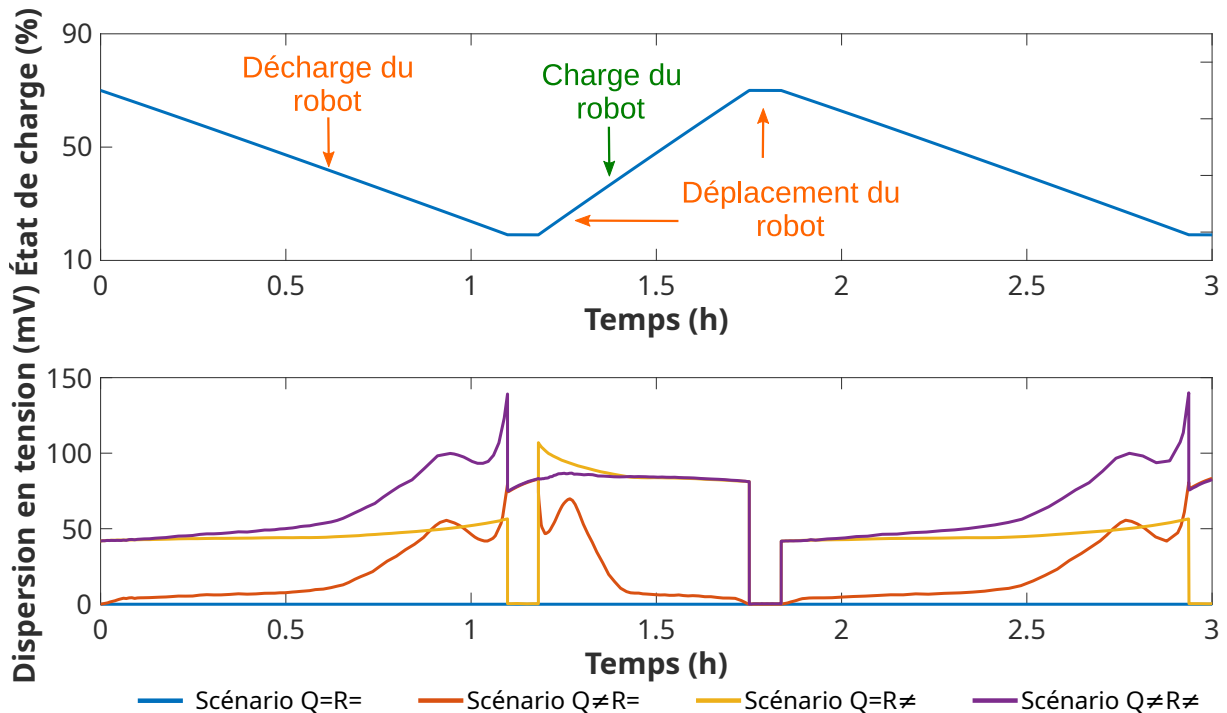


FIGURE 5.17 – Évolution de l'état de charge au cours d'un cycle et dispersion (différence entre maximum et minimum) des tensions entre les cellules au cours d'un profil de chargeur mobile et pour les différents scénarios.

Cette figure montre que dans le scénario $Q = R =$ la dispersion est nulle, ce qui était attendu puisque l'ensemble des cellules ont les mêmes caractéristiques. Dans le scénario $Q \neq R =$ qui décrit l'impact de la dispersion de la capacité, la dispersion en tension est relativement faible sur une majeure partie du profil d'usage. Deux augmentations de cette dispersion sont néanmoins observées au moment des fins de décharges. Ces écarts s'expliquent par la présence d'une cellule dégradée dont la variation de l'état de charge est différente des autres cellules. L'impédance étant dépendante de cet état de charge, il est donc cohérent d'observer une réponse dynamique différente pour cette cellule dégradée. Le scénario $Q = R \neq$ renforce cette idée puisque cette configuration du module permet d'évaluer l'influence de la dispersion des résistances sur la dispersion des tensions. Ce scénario montre que sur l'ensemble des phases dynamiques du profil, il y a une dispersion des tensions de plusieurs dizaine de millivolts. Finalement, le scénario $Q \neq R \neq$ étudie un module réel dans lequel il y a des dispersions de capacité et de résistance. La dispersion de tension observée au cours de ce scénario est une combinaison des scénarios $Q \neq R =$ et $Q = R \neq$.

L'étude de la dispersion des tensions a permis de montrer l'influence des cellules dégradées. Pour une utilisation dans une station de charge mobile, les surtensions engendrées par ces éléments ne sont pas critiques puisqu'en usage réel le chargeur est généralement utilisé sur une plage d'état de charge allant de

20 à 90 %. Les niveaux de tensions correspondants sont donc suffisamment éloignés des seuils de sécurité pour tolérer les surtensions engendrées par les cellules dégradées. Ces dispersions peuvent néanmoins impacter les performances de la station de charge mobile et par conséquent sa viabilité économique. Ces impacts sont étudiés dans la suite de ce chapitre.

L'énergie disponible est un indicateur qui permet de quantifier, pour un état de vieillissement et un état de charge donné, l'énergie pouvant être déchargée avant que l'une des cellules n'atteigne le seuil de tension minimal. Ce paramètre est critique pour une station de charge mobile puisqu'il permet de déterminer si le chargeur peut accepter une nouvelle demande de charge d'un véhicule. Redondo-Iglesias *et al.* proposent une définition de l'énergie disponible s'appuyant sur la mesure de la capacité et de la tension en circuit ouvert [Redondo-Iglesias 2019b]. L'équation 5.7 présente cette définition.

$$E = \sum_{i=1}^{12} \int_{SoC_{t1}^i}^{SoC_t^i} Q^i U_{OC}^i(SoC) dSoC \quad (5.7)$$

avec

- $E_{disponible}$: l'énergie disponible dans la batterie en wattheure,
- Q^i : la capacité de la i-ème cellule en ampèreheure,
- $U_{OC}^i(SoC)$: la tension en circuit ouvert de la i-ème cellule à un état de charge donné en volt,
- SoC_t^i : l'état de charge de la i-ème cellule à l'instant t en %,
- SoC_{t1}^i : l'état de charge de la i-ème cellule à l'instant t1 correspondant au temps où l'une des cellules atteint le seuil de tension minimal en %.

La figure 5.18 présente l'énergie disponible dans la station de charge mobile pour les différents scénarios. L'état de charge d'une des cellules du module est également présenté pour indiquer l'étape du cycle d'usage en cours.

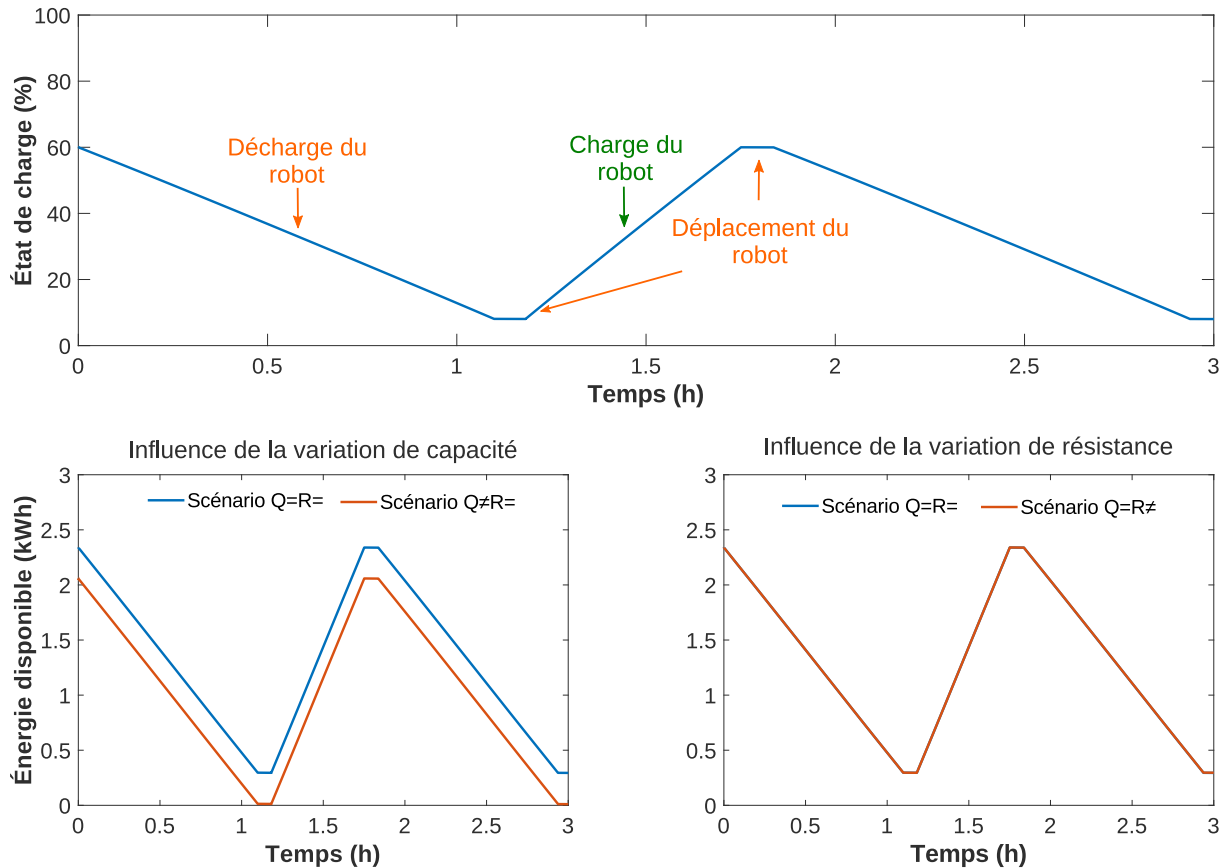


FIGURE 5.18 – Évolution de l'état de charge et de l'énergie disponible dans un module pendant un cycle d'utilisation de station de charge mobile et en fonction des scénarios.

Ce graphique montre que la résistance n'influence pas l'énergie disponible puisque les scénarios $Q=R=$ et $Q=R\neq$ permettent de stocker la même énergie. Ce résultat s'explique par le fait que l'étude est menée à des états de charge intermédiaires. Si la batterie était sollicitée à des niveaux de tensions proches des bornes de sécurité, les résistances auraient une influence. Les scénarios $Q\neq R=$ et $Q\neq R\neq$ présentent l'influence de la variation de la capacité sur l'énergie disponible. Ils montrent qu'une dispersion de l'ordre de 2 % de la capacité au sein d'un module entraîne une perte d'énergie disponible de l'ordre de 20 %.

La puissance délivrable est également un indicateur important pour une station de charge mobile. L'estimation de cette grandeur peut permettre de déterminer si la puissance de charge demandée par un client peut être délivrée. La puissance de charge impacte directement la durée de la charge. Son estimation est donc également nécessaire pour optimiser la planification des charges. La puissance délivrable a été déterminée à l'aide de l'équation 4.2 d'après la méthode décrite dans le chapitre 4. La figure 5.19 présente la puissance délivrable en décharge pour les différents scénarios.

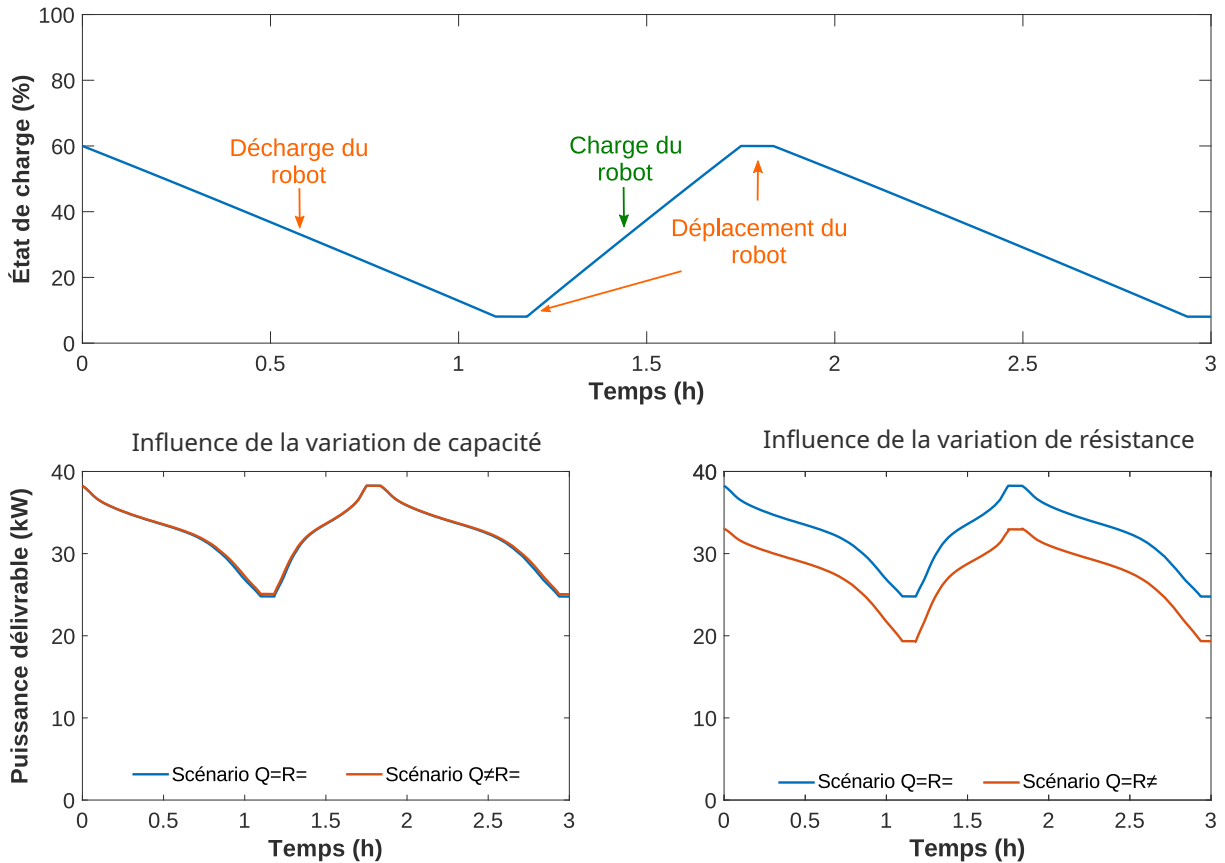


FIGURE 5.19 – Évolution de l'état de charge et de la puissance délivrable en décharge par un module pendant un profil d'utilisation de station de charge mobile et en fonction des scénarios.

À l'image de ce qui a été observé pour la capacité et l'énergie, le graphique montre que deux comportements peuvent être observés. La variation de capacité n'influence pas significativement la puissance délivrable pour le profil utilisé. Ce résultat s'explique par le fait que sur la plage d'état de charge utilisée, une dispersion de capacité entraîne une légère dispersion d'état de charge qui se traduit par une légère variation de résistance. Pour des décharges plus profondes, la perte de puissance causée par la dispersion de capacité pourrait être plus importante. L'influence de la résistance est par contre notable puisque sa variation entre les scénarios entraîne une perte de puissance de l'ordre de 15 %.

La puissance stockable est également un indicateur à suivre pour pouvoir estimer la durée nécessaire pour charger la station de charge mobile sur le réseau. Elle peut être calculée à l'aide de l'équation 4.3. La figure 5.20 présente la puissance délivrable en charge pour les différents scénarios.

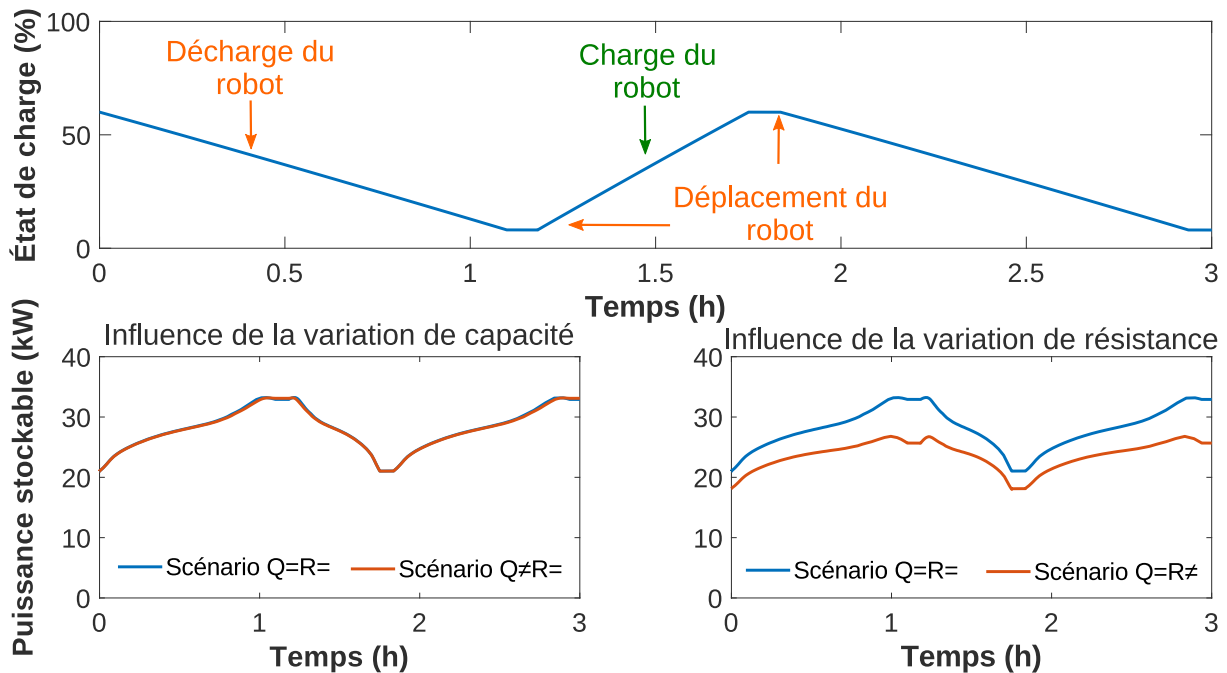


FIGURE 5.20 – Évolution de l'état de charge et de la puissance délivrable en charge par un module pendant un profil d'utilisation de station de charge mobile et en fonction des scénarios.

Ce graphique montre que les observations faites pour la puissance délivrable sont comparables à celles pour la puissance stockable. La variation de capacité influence peu la puissance stockable et la variation de résistance entraîne une perte de l'ordre de 15 % également.

Pour les travaux sur la dispersion, la capacité est à suivre si l'énergie disponible est un enjeu tandis que la résistance est à suivre pour maîtriser la puissance délivrable ou stockable par la batterie. Afin de minimiser la dispersion des performances, une attention particulière doit être portée à la connectique et à la gestion thermique de la batterie.

5.4.3 Influence d'une cellule dégradée

Dans le chapitre 2 de ce manuscrit, la dispersion des cellules ainsi que la présence de cellules dégradées dans un assemblage en série ont été soulignés comme des points d'attention pour les batteries de seconde vie. Dans le paragraphe précédent, l'influence de la dispersion des cellules sur la performance d'une station de charge a été évaluée. Ce paragraphe vise à quantifier les pertes de performances causées par une cellule dégradée.

À ce jour, il n'existe pas de définition faisant consensus pour la notion de cellule dégradée. Schuster *et al.* ont opté pour une définition qualitative, définissant les cellules dégradées comme des éléments plus éloignés de la moyenne que la majorité des cellules [Schuster 2016]. Vitols *et al.* les ont définies comme des éléments situés en dehors d'une fourchette de trois écarts types par rapport à la moyenne [Vitols 2018]. Ramirez-Meyers a également ajouté la notion d'intervalle interquartile. Selon cet auteur, une cellule dégradée présente une capacité très éloignée de l'intervalle interquartile [Ramirez-Meyers 2023]. Toutefois, elle ne quantifie pas la notion d'éloignement. Pour cette étude, la définition de Vitols *et al.* est privilégiée. Pour évaluer l'influence d'une cellule dégradée, le scénario $Q \neq R \neq$ est adapté en s'appuyant sur les caractéristiques de cellules présentées sur la figure 5.21.

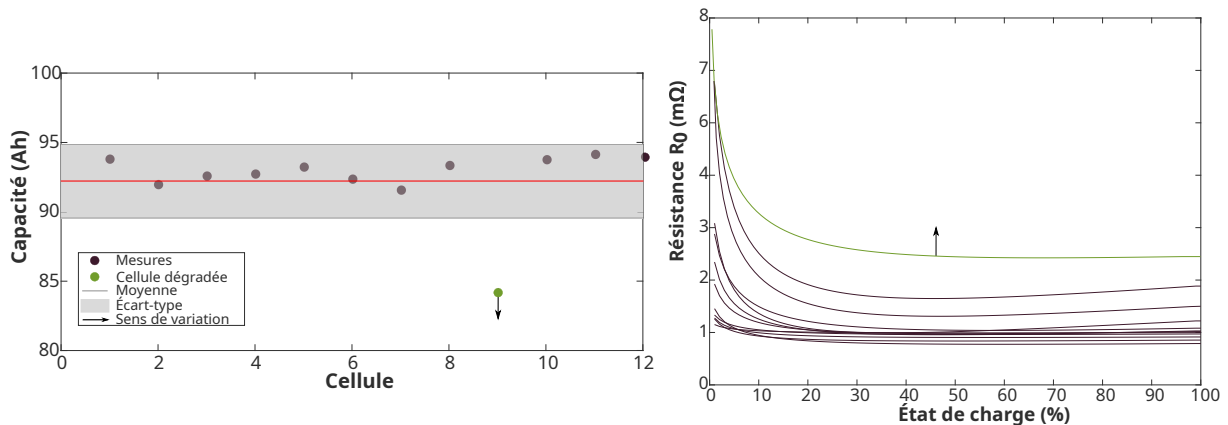


FIGURE 5.21 – Valeurs des capacités et de la résistance R_0 pour l'étude des cellules dégradées.

Pour ce scénario, les caractéristiques des 11 cellules non dégradées s'appuient sur leurs mesures réelles en capacité et résistance. Pour l'étude d'une cellule dont la capacité est dégradée, la 12^{ème} cellule est définie d'abord avec la valeur de moyenne de capacité puis cette valeur est réduite de trois ou six écarts-types afin d'évaluer son impact sur la performance de l'assemblage. Pour la résistance, le principe est le même mais les écarts-types sont ajoutés à la valeur de résistance de la cellule la plus dégradée.

Dans la partie précédente, l'étude de l'influence de la dispersion des cellules sur l'énergie stockable par la station de charge mobile a montré que la capacité a un impact contrairement à la résistance. Pour ce travail, l'influence d'une cellule dégradée en capacité est donc présentée sur la figure 5.22.

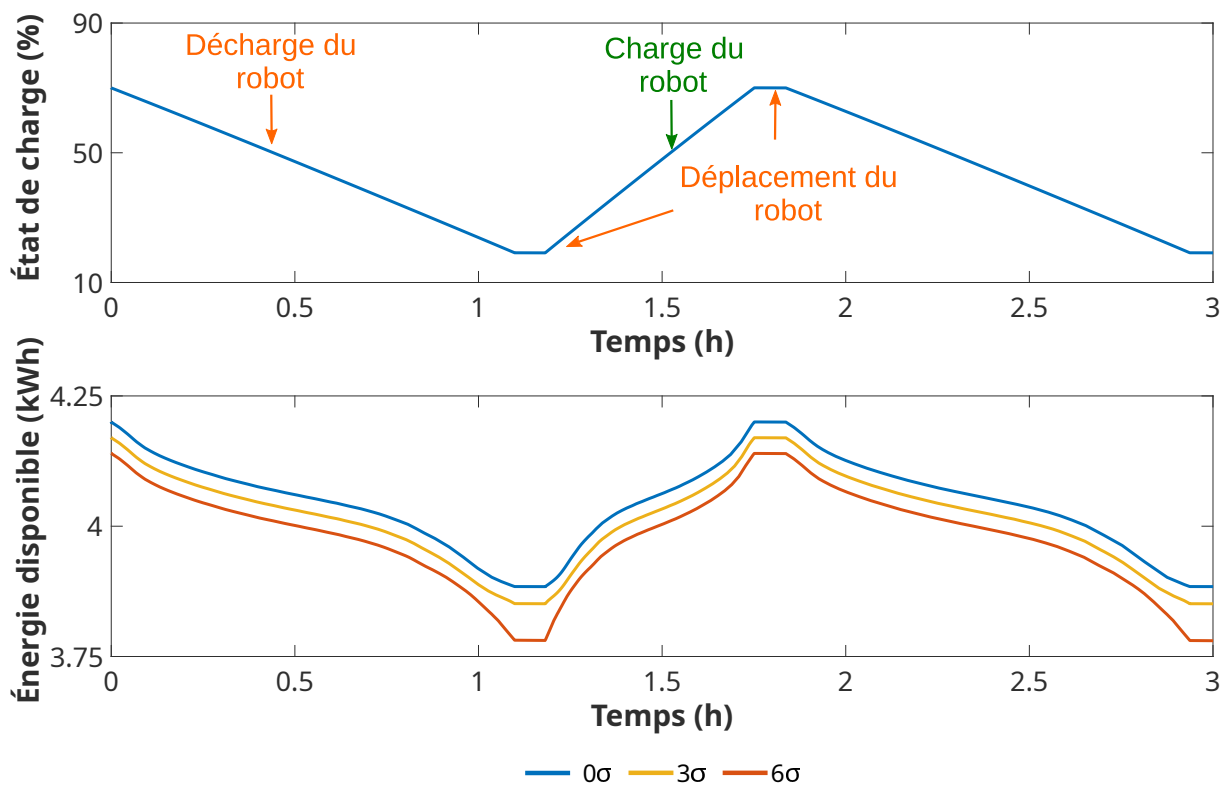


FIGURE 5.22 – Influence d'une cellule dégradée du point de vue de la capacité sur l'énergie disponible dans une station de charge mobile.

La cellule dégradée en capacité impacte négativement l'énergie disponible dans le module. La performance de l'assemblage est limitée par l'élément le plus faible. Une dégradation de 6 écarts-types engendre une perte d'énergie d'environ 100 Wh soit près de la moitié de l'énergie nominale d'une cellule.

Pour l'étude de la puissance stockable, la partie précédente a montré que la dispersion en résistance avait un impact contrairement à la dispersion en capacité. Un élément dégradé en résistance est donc étudié. La figure 5.23 présente l'influence des dispersions sur la puissance stockable en charge.

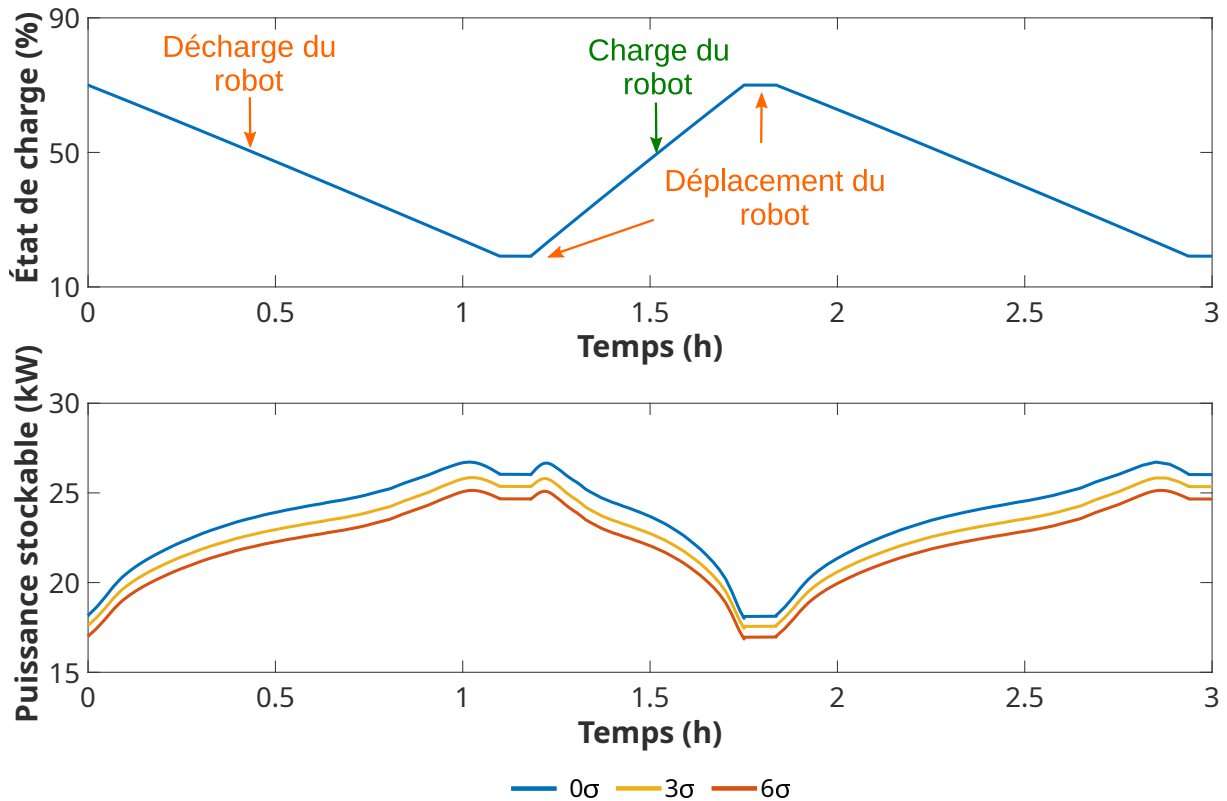


FIGURE 5.23 – Influence de la dispersion de résistance sur la puissance stockable en charge

La puissance stockable est limitée par l'élément dégradé. La puissance est réduite d'environ 2 kW pour une dispersion de 6 sigmas. La même observation peut être faite dans le cadre de l'étude de l'influence de la résistance sur la puissance délivrable. La figure 5.24 présente son évolution en fonction de la dégradation de la cellule la moins performante.

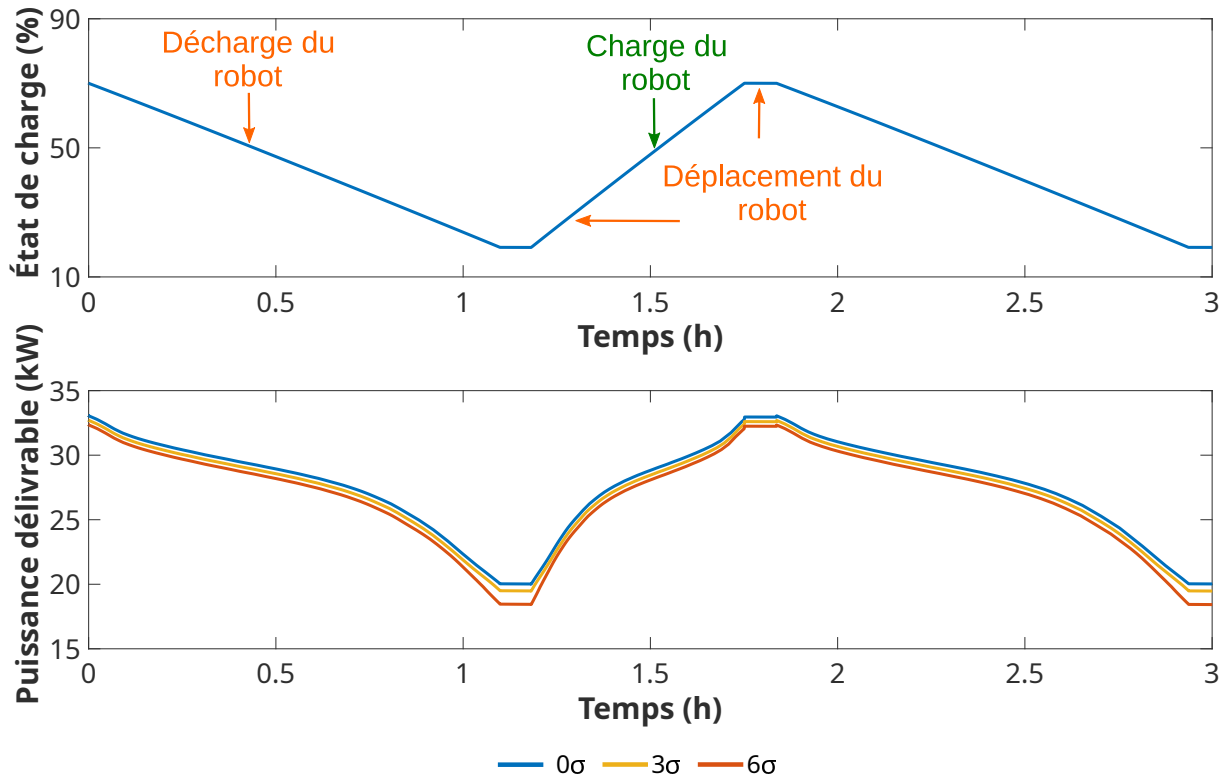


FIGURE 5.24 – Influence de la dispersion de résistance sur la puissance délivrable en décharge

Dans le cas d'un usage en station de charge mobile, la puissance délivrable est donc également impactée par une cellule dégradée en résistance. La perte de puissance délivrable est de l'ordre de 1,1 kW pour 6 sigmas.

5.5 Conclusions et perspectives

Ce chapitre portait sur l'impact des dispersions des caractéristiques des cellules au sein d'une batterie sur la performance d'une station de charge mobile.

Dans la première partie de l'étude, une méthodologie permettant de modéliser une cellule a été présentée. Le travail est basé sur l'utilisation des résultats expérimentaux présentés dans les chapitres précédents. Les données ont été exploitées à l'aide du logiciel libre DATTES qui a permis de calibrer à différentes températures les paramètres de deux modèles électriques. La méthodologie de modélisation a ensuite été validée à l'aide du logiciel libre VEHLIB qui a permis de tester les modèles sur des profils représentatifs d'un usage automobile et de station de charge mobile. La précision des modèles a été jugée satisfaisante pour l'étude menée puisque l'erreur commise pour ces profils est inférieure à 1 %. Finalement, l'assemblage de plusieurs modèles de cellules sur le logiciel Simulink a permis de former un modèle de module de batterie. Ce modèle de module d'une batterie de seconde vie a ensuite été utilisé pour simuler l'effet des dispersions des caractéristiques des cellules sur l'assemblage.

Le travail de simulation a consisté à évaluer comment les hétérogénéités entre cellules impactent les performances d'une station de recharge mobile. Les résultats de ce travail montrent que les dispersions de résistance impactent significativement les réponses en tension des cellules. Pour les usages sollicitant la batterie sur une large plage de tension ou à des niveaux de tensions proches des seuils de sécurité, il est particulièrement important de limiter les hétérogénéités des résistances. Les dispersions de capacité ont

comparativement un impact réduit sur la réponse en tension d'une batterie. Leurs influences sur l'énergie disponible au sein d'une station de charge mobile est par contre significative et a été évaluée à environ 20 % pour un module dont la dispersion en capacité est dans l'ordre de grandeur des batteries de seconde vie. Les puissances stockables et délivrables par le chargeur mobile sont bien plus fortement impactées par les dispersions avec des variations de l'ordre de 15 % en fonction des hétérogénéités.

Une étude spécifique sur les cellules dégradées a également été menée. Elle a montré qu'un module contenant une cellule dont la capacité est dégradée pouvait subir une forte réduction de son énergie stockable. Tandis que la cellule dont la résistance est dégradée affectera les puissances stockables et délivrables.

Ce travail a permis de montrer l'importance d'une quantification et d'une limitation des hétérogénéités au sein des batteries. Pour poursuivre cette étude, l'influence des dispersions sur le long terme pourrait être étudiée à l'aide de modèles de vieillissement. L'étude de dispositifs permettant de réduire le risque d'apparition et l'impact des dispersions entre cellules pourrait également être une perspective intéressante à cette recherche. L'équilibrage ou la gestion thermique sont deux exemples de tels dispositifs.

Conclusion générale

L'objet de la thèse était de contribuer à la réduction de l'impact environnemental des batteries en permettant leur réutilisation dans une station de charge mobile. L'intérêt d'une telle application de recharge étant de permettre une réduction de la taille des batteries de véhicules en renforçant l'infrastructure de recharge grâce à une technologie de chargeur dont l'utilisation est maximisée. Le premier chapitre a présenté en détail le contexte de la thèse et a introduit les verrous techniques pouvant freiner le développement du réemploi des batteries. Les chapitres suivants ont chacun porté sur un verrou technique. Une présentation détaillée du verrou et un état de l'art dédié ont été présentés systématiquement et les objectifs des chapitres ont été définis en s'appuyant sur les travaux existants dans la littérature.

Contributions

Le second chapitre était consacré à la caractérisation des batteries en fin de vie pour l'automobile. 36 cellules issues de trois modules de BMW i3 ont été caractérisées à l'aide d'un test complet. Les mesures ont permis de montrer que des batteries utilisées plusieurs années dans un véhicule électrique pouvaient conserver un niveau de performance particulièrement élevé. Ce résultat a été complété avec une revue de la littérature sur les travaux présentant des mesures sur des batteries issues de véhicules électriques. Le travail a permis de montrer qu'une définition de la seconde vie des batteries à partir d'un seuil fixe d'état de santé en capacité est peu pertinent. L'état de santé des batteries en fin de vie pour l'automobile suit plutôt une distribution de probabilité de Weibull dont le paramètre de forme k vaut 6,5 et le paramètre d'échelle λ est égal à 84,9. Ce travail montre qu'une distinction devrait être faite entre les batteries "fortement dégradées" et les batteries de "seconde vie". Les premières ont un état de santé inférieur à 80 % et leur étude permettra de déterminer comment les performances des batteries évoluent après ce seuil. Les secondes auront connu un changement d'usage au cours de leurs vies et leur étude permettra de déterminer comment une batterie réagit à une modification de sollicitation. Une autre contribution du travail a consisté à mettre en place une analyse statistique des résultats expérimentaux. Ces analyses n'ont pas permis d'établir de corrélation entre la capacité et les autres performances d'une cellule ou entre les performances d'une cellule et sa position dans un module. Finalement, une méthode de caractérisation rapide pouvant être utilisée pour déterminer la capacité d'une batterie a été présentée.

Le troisième chapitre a concerné le vieillissement des batteries réutilisées dans une station de charge mobile. L'étude a montré que pour cet usage et pour la technologie testée le vieillissement à 40 °C dégrade plus rapidement les performances de la batterie qu'à 0 °C. La vitesse de dégradation des batteries au cours de ces deux campagnes de vieillissement accéléré est également compatible avec une réutilisation puisque plus de 1000 cycles ont pu être réalisés au cours des deux campagnes de test. Ce résultat suggère qu'une réutilisation des batteries dans une station de charge mobile est possible. Une analyse des travaux de la littérature portant sur le vieillissement de batteries réutilisées a permis de montrer que la seconde vie peut durer plusieurs milliers de cycles. Les plages de variations de l'état de charge ont également été identifiées comme pouvant jouer un rôle déterminant dans la durée de la seconde vie.

Le quatrième chapitre a présenté une méthode d'évaluation des performances d'une batterie permettant de remplir un passeport de la batterie et de déterminer son aptitude à être réutilisée dans un nouvel usage. La démarche proposée est également conforme au règlement européen sur les batteries publié en 2023. En outre, les exigences de performance de plusieurs applications mobiles sont présentées et utilisées pour évaluer l'adéquation des batteries de seconde vie en vue de leur réutilisation. Ce travail contribue à la littérature existante en proposant l'une des premières méthodes d'analyse des données permettant d'évaluer l'éligibilité d'un modèle de batterie à une seconde vie. Ce travail a permis de montrer qu'une batterie de BMW i3 pouvait être réutilisée dans une station de charge mobile.

Finalement le cinquième chapitre portait sur l'impact des dispersions entre cellules sur la performance d'une station de charge mobile. Une méthodologie permettant de modéliser une cellule puis un assemblage de cellules a été présentée. Un travail de simulation a permis d'évaluer l'impact des hétérogénéités entre cellules sur les performances d'une station de charge mobile. Les résultats de ce travail montrent que les dispersions de résistance impactent significativement les réponses en tension des cellules. Pour les usages sollicitant la batterie sur une large plage de tension ou à des niveaux de tensions proches des seuils de sécurité, il est particulièrement important de limiter les hétérogénéités de résistance. Les dispersions de capacité ont comparativement un impact réduit sur la réponse en tension d'une batterie. Leurs influences sur l'énergie disponible au sein d'une station de charge mobile a été évaluée à 20 % pour un module dont la dispersion en capacité est dans l'ordre de grandeur des batteries de seconde vie. Les puissances délivrables par le chargeur mobile en charge et en décharge sont également fortement dégradées par les dispersions. Pour le module de seconde vie modélisé, la perte de puissance est de l'ordre de 15 %. Une étude spécifique sur les cellules dégradées a également été menée. Elle a permis de quantifier la dégradation de la performance d'un module en raison d'une cellule dégradée.

Perspectives

Les résultats de caractérisation ont permis de montrer qu'une batterie ayant atteint la fin de vie pour un véhicule électrique peut conserver un haut niveau de performance. Une revue de la littérature a permis de montrer que ces batteries ont des états de santé en capacité qui suivent une distribution de probabilité de Weibull. La définition de la seconde vie des batteries la plus courante et basée sur un seuil d'état de santé fixe a donc été remise en cause par ce résultat. Une perspective de travail serait d'étudier la sensibilité des études de coût et d'impact environnemental à une définition de la fin de vie basée sur une densité de probabilité d'état de santé en capacité plutôt que sur un seuil fixe.

Les expérimentations réalisées au cours de ce travail de recherche ont montré une forte dispersion des mesures de résistance. Malgré tout le soin apporté au montage d'une connectique fiable, la dispersion des mesures peut avoir été causée en partie par cette connectique. L'analyse des travaux présentant des essais sur des batteries de véhicule a montré que peu de résultats de dispersion sur la résistance ont été présentés. L'étude de la dispersion des résistances au sein de différentes batteries de véhicule électrique est donc une première perspective de ce travail. Le démontage des batteries est également souhaitable pour maximiser l'intérêt du recyclage et éventuellement permettre le remplacement de cellules défectueuses. La connectique fait partie des éléments délicats à démonter puisque son bon montage impacte significativement le comportement thermique de la batterie. Une seconde perspective de travail serait donc d'étudier la meilleure connectique possible pour la batterie afin de garantir sa durabilité, sa performance et la possibilité de la démonter.

La campagne de vieillissement réalisée a porté sur l'influence de deux températures sur la dégradation des batteries. Pour compléter ces résultats, des essais à d'autres températures seraient souhaitables. L'étude de l'influence de la plage de variation de l'état de charge est également une perspective de recherche intéressante. Des résultats expérimentaux plus complets pourraient notamment permettre de modéliser le vieillissement de batteries réutilisées dans une station de charge mobile. Ces travaux complémentaires sur le vieillissement pourraient également permettre de tester l'hypothèse faite à partir d'une revue de la littérature sur le vieillissement des batteries réutilisées. La plage de variation de l'état de charge a semblé avoir un rôle important sur la durée de la seconde vie. Une variation de l'état de charge entre 0 et 100 % semble réduire significativement la durée de vie de la batterie réutilisée. Les variations plus réduites semblent donc souhaitables pour allonger la durée de vie des batteries. De nouveaux travaux de recherche portant sur des batteries réutilisées sont nécessaires afin de définir les usages et les conditions d'utilisation permettant de maximiser leurs durées de vie.

Ce travail a montré que la dispersion des performances entre les cellules d'une batterie de seconde vie

peut être importante. Une étude de l'impact de ces dispersions sur la performance d'une station de charge mobile a été réalisée à un état de vieillissement donné. Une perspective de travail serait d'évaluer l'impact de ces dispersions tout au long de la vie de la batterie. La définition de méthodes permettant de limiter l'apparition et l'impact de ces dispersions est également un travail à mener. Les stratégies de gestion thermique et d'équilibrage sont des exemples de telles solutions.

Finalement, ce travail a présenté une estimation de l'ordre de grandeur des coûts associés aux expérimentations sur les batteries. Ces coûts permettent de souligner l'importance d'une recherche collaborative et s'appuyant sur les outils open source pour faciliter la comparaison entre les travaux. Une perspective de ce travail serait de renforcer ces estimations par de nouvelles mesures pour d'autres campagnes de test.

Pour compléter ces perspectives de recherche, ce travail a permis d'identifier plusieurs verrous à lever pour permettre le développement du réemploi des batteries à une échelle industrielle. D'abord, le démontage des packs des batteries est aujourd'hui particulièrement délicat. La figure 1.21 a présenté les nombreux défis liés à ce démontage. Une écoconception des véhicules électriques et de leurs batteries est donc souhaitable pour faciliter le réemploi. La mise en place du passeport des batteries constitue un progrès en ce sens. Toutefois, l'enregistrement de l'historique d'utilisation du véhicule n'est pas demandé par la réglementation européenne sur les batteries. La mise à disposition de l'historique des batteries serait pourtant particulièrement utile pour leurs caractérisations rapides.

Glossaire

Nombres

Nombres

Accord de Paris

L'Accord de Paris a été adopté le 12 décembre 2015 à Paris parmi ses objectifs figure la volonté de "contenir l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels et en poursuivant l'action menée pour limiter l'élévation de la température à 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels" [IPCC 2019]. (Introduit en page 2.)

Analyse du cycle de vie (ACV)

Compilation et évaluation des intrants, des extrants et des impacts environnementaux potentiels d'un produit ou d'un service au cours de son cycle de vie [IPCC 2019]. (Introduit en page 9.)

Budget carbone

Expression renvoyant à l'estimation du total des émissions mondiales cumulées de dioxyde de carbone qui limiterait à un certain niveau la hausse de la température à la surface du globe par rapport à une période de référence [IPCC 2019]. (Introduit en page 4.)

Batterie

Une batterie d'accumulateurs, ou plus communément une batterie, est un ensemble d'accumulateurs électriques reliés entre eux de façon à créer un générateur électrique de tension et de capacité désirée. Ces accumulateurs sont parfois appelés éléments de la batterie ou abusivement cellules [Wikipedia 2023a]. (Introduit en page 1.)

Capacité

La capacité d'une batterie indique la quantité de courant que peut fournir (en décharge) ou accepter (en charge) au fil du temps. Elle s'exprime en Ampère-heure. (Introduit en page 29.), (Introduit en page 40.)

Caractérisation

Action de caractériser donc d'analyser les propriétés et les grandeurs caractéristiques d'une batterie. (Introduit en page 29.)

Cellule

Élément unitaire d'une batterie. Une cellule est constituée de quatre éléments : une électrode positive, une électrode négative, un séparateur et un électrolyte. (Introduit en page 18.)

Changement climatique

Variation de l'état du climat qu'on peut déceler par des modifications de la moyenne et/ou de la variabilité de ses propriétés et qui persiste pendant une longue période, généralement pendant des décennies ou plus [IPCC 2019]. (Introduit en page 3.)

Chaîne de traction

Ensemble des composants d'un véhicule permettant la transformation de l'énergie électrique ou thermique en un mouvement des roues. (Introduit en page 8.)

Climat

Temps météorologique moyen [IPCC 2019]. (Introduit en page 3.)

Co-produit

Matière générée de manière inévitable lors d'un processus de fabrication, simultanément à la production du produit principal [TI 2024]. (Introduit en page 13.)

CO₂e

Quantité de dioxyde de carbone émis qui provoquerait le même forçage radiatif intégré ou la même variation de la température, à un horizon temporel donné, que le volume d'émission d'un gaz à effet de serre (GES) ou d'un mélange de ces gaz [IPCC 2019]. (Introduit en page 9.)

Codes QR

Code-barres en deux dimensions. (Introduit en page 29.)

Densité énergétique

Énergie par unité de volume. (Introduit en page 32.)

Éffluents

Fraction liquide rejetée à la suite d'un traitement qui l'a débarrassée de tout produit de valeur [Larousse 2023a]. (Introduit en page 13.)

Électrifier

Transformer une machine, une installation, etc., pour la faire fonctionner à l'énergie électrique [Larousse 2023f]. (Introduit en page 1.)

Empreinte carbone

L'empreinte carbone représente la quantité de gaz à effet de serre (GES) induite par la consommation des ménages, les administrations publiques et les organismes à but non lucratif ainsi que par les investissements. Cette grandeur prend en compte les biens ou services consommés qu'ils soient produits sur le territoire national ou importés. En tenant compte du contenu en gaz à effet de serre des importations, l'empreinte carbone permet d'apprécier les pressions sur le climat de nos modes de consommation quelle que soit l'origine géographique des produits consommés [INSEE 2023a]. (Introduit en page 4.)

Énergie

Grandeur caractérisant un système physique, gardant la même valeur au cours de toutes les transformations internes du système et exprimant sa capacité à modifier l'état d'autres systèmes avec lesquels il entre en interaction [Larousse 2023g]. (Introduit en page 9.)

Énergie carbonée

L'énergie carbonée est une énergie produite à partir d'énergie primaire fossile. À contrario, une énergie est dite décarbonnée lorsqu'elle est d'origine renouvelable ou nucléaire. (Introduit en page 8.)

Énergies fossiles

Énergie issue de la combustion de matière organique fossilisée et contenue dans le sous-sol terrestre. Les principales sources d'énergies fossiles sont le charbon, le pétrole et le gaz naturel [Larousse 2023h]. (Introduit en page 2.)

Énergies renouvelables

Énergies dérivées de processus naturels en perpétuel renouvellement, notamment celles d'origine solaire, éolienne, hydraulique, géothermique ou végétale (bois, biocarburants, etc.). On distingue ainsi parmi les sources d'énergies renouvelables, le soleil (photovoltaïque ou thermique), le vent (éolienne), l'eau des rivières et des océans (hydraulique, marémotrice, etc.), la biomasse, qu'elle soit solide (bois et déchets d'origine biologique), liquide (biocarburants) ou gazeuse (biogaz) ainsi que la chaleur de la terre (géothermie) et celle extraite par des pompes à chaleur [INSEE 2023b]. (Introduit en page 2.)

État de charge

L'état de charge d'une batterie est un indicateur mathématique qui permet de quantifier l'énergie électrique que peut fournir une batterie à un moment donné. Cet indicateur s'exprime % ou sans unité. (Introduit en page 41.)

État de santé

L'état de santé d'une batterie est un indicateur mathématique qui permet de quantifier l'évolution de ses performances par rapport au début de sa vie. À ce jour, aucune définition de l'état de santé ne fait consensus dans la communauté scientifique. Cet indicateur s'exprime % ou sans unité. (Introduit en page 35.)

Impédance

L'impédance indique l'opposition d'une batterie au courant qui lui est appliqué. Elle s'exprime en Ohm. (Introduit en page 40.)

Kilowattheure

Unité d'énergie ou de travail (symbole kWh) équivalant au travail exécuté pendant une heure par une machine dont la puissance est de 1 kilowatt [Larousse 2023b]. (Introduit en page 11.)

Matière première

Matériau d'origine naturelle [Larousse 2023c]. (Introduit en page 9.)

Module

Assemblage de plusieurs cellules associé à un système de gestion et un système de refroidissement. (Introduit en page 36.)

Pack batterie

Assemblage de plusieurs modules associé à un système de gestion et un système de refroidissement. (Introduit en page 46.)

Partie par million (ppm)

Abréviation de l'anglais part per million (partie par million), désignant une concentration d'une substance égale à 10^{-6} , soit un millionième [Larousse 2023d]. (Introduit en page 9.)

Puissance

La puissance est la quantité d'énergie par unité de temps fournie par un système à un autre. La puissance correspond à un débit d'énergie : si deux systèmes de puissances différentes fournissent le même travail, le plus puissant des deux est celui qui le fournit le plus rapidement [Wikipedia 2023b]. (Introduit en page 42.)

Rendement

Le rendement d'une batterie est le rapport entre l'énergie chargée et l'énergie déchargée au cours d'un cycle. (Introduit en page 61.)

Rétrofit

Opération consistant à supprimer des éléments spécifiques au moteur thermique (essence ou diesel) incluant le réservoir, la ligne d'échappement pour le remplacer par un bloc moteur électrique, un contrôleur et des batteries [Wiktionnaire 2024a]. (Introduit en page 36.)

Salar

Étendue naturelle de sels pouvant être totalement ou partiellement recouverte d'une petite couche d'eau en fonction des lieux et des saisons. On les rencontre en Amérique du Sud [Wiktionnaire 2024b]. (Introduit en page 16.)

Stérile

Roche ou terrain dont les concentrations éventuelles en substance utile sont jugées non valorisables [Larousse 2024]. (Introduit en page 14.)

Scories

Sous-produit d'élaboration métallurgique, ayant une forte teneur en silicates et oxydes métalliques. Certaines scories sont recyclées en raison de leur teneur en oxydes ; d'autres sont utilisées en cimenterie, pour l'isolation, les revêtements routiers ou comme engrais [Larousse 2023e]. (Introduit en page 30.)

Véhicule électrique

Véhicule dont la propulsion est assurée, en totalité ou en partie, par l'énergie électrique [IPCC 2019]. (Introduit en page 8.)

Véhicule hors d'usage (VHU)

Véhicule qui a été pris en charge par un centre agréé communément appelé "casse automobile". (Introduit en page 122.)

Vulnérabilité

Propension ou prédisposition à subir des dommages. La notion de vulnérabilité englobe divers concepts et éléments, tels que la sensibilité ou la fragilité et l'incapacité de faire face et de s'adapter [IPCC 2019]. (Introduit en page 2.)

Acronymes

Nombres

Nombres

AC

Alternative Current, en français courant alternatif. (Introduit en page 23.)

ADEME

Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie. (Introduit en page 5.)

AE

Absolute Error, en français erreur absolue. (Introduit en page 49.)

BoL

Beginning Of Life, en français début de vie. (Introduit en page 42.)

BMS

Battery Management System, en français système de gestion de la batterie. (Introduit en page 47.)

CC

Constant Current, en français courant constant. (Introduit en page 55.)

CV

Constante Voltage, en français tension constante. (Introduit en page 55.)

DC

Direct Current, en français courant continu. (Introduit en page 23.)

DoD

Depth Of Discharge, en français profondeur de décharge. (Introduit en page 93.)

DVA

Differential Voltage Analysis, en français analyse différentielle de tension. (Introduit en page 46.)

EoL

End Of Life, en français fin de vie. (Introduit en page 42.)

FEC

Full Equivalent Cycle, en français cycle complet équivalent. (Introduit en page 91.)

GIEC

Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat. (Introduit en page 3.)

GITT

Galvanostatic Intermittent Titration Technique. (Introduit en page 45.)

ICA

Incremental Capacity Analysis, en français analyse incrémentale de capacité. (Introduit en page 46.)

LAMNE

Loss of Active Material of the Negative Electrode, en français perte de matière active à l'électrode négative. (Introduit en page 89.)

LAMPE

Loss of Active Material of the Positive Electrode, en français perte de matière active à l'électrode positive. (Introduit en page 89.)

LFP

Lithium-Fer-Phosphate. (Introduit en page 11.)

LLI

Loss of Lithium Inventory, en français perte de matière cyclable. (Introduit en page 89.)

NCA

Nickel-Cobalt-Aluminium. (Introduit en page 11.)

NMC

Nickel-Manganèse-Cobalt. (Introduit en page 10.)

OCV

Open Circuit Voltage, en français tension au repos. (Introduit en page 44.)

PHEV

Plug-in Hybrid Electric Vehicle, en français véhicule électrique hybride rechargeable. (Introduit en page 57.), (Introduit en page 153.)

REP

Responsabilité Élargie du Producteur. (Introduit en page 27.)

RMSE

Root Mean Square Error, en français écart quadratique moyen. (Introduit en page 49.)

RUL

Rest of Useful Life, en français durée de vie restante. (Introduit en page 42.)

SEI

Solid Electrolyte Interface/Interphase. (Introduit en page 88.)

SNBC

Stratégie Nationale Bas-Carbone. (Introduit en page 5.)

SoC

State Of Charge, en français état de charge. (Introduit en page 41.)

SoH

State Of Health, en français état de santé. (Introduit en page 42.)

VHU

Véhicule Hors d'Usage. (Introduit en page 122.)

WLTC

Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedures, en français Procédure d'essai mondiale harmonisée pour les véhicules légers. (Introduit en page 57.)

Bibliographie

- [ABB 2012] ABB. *GM and ABB demonstrate Chevrolet Volt Battery Reuse – world’s first use of electric vehicle batteries for homes*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2012. (Cité en page 36.)
- [Abdel-Monem 2017] Mohamed Abdel-Monem, Omar Hegazy, Noshin Omar et al. *Lithium-ion Batteries : Comprehensive Technical Analysis of Second-Life Batteries for Smart Grid Applications*. In IEEE ECCE, Warsaw, Poland, 2017. doi:10.23919/EPE17ECCEEurope.2017.8099385. (Cité en pages 51 et 125.)
- [Abduljabbar 2021] Rusul L Abduljabbar, Sohani Liyanage et Hussein Dia. *The role of micro-mobility in shaping sustainable cities : A systematic literature review*. 2021, Transportation research part D : transport and environment, vol. 92, p. 102734, 2021. doi:10.1016/j.trd.2021.102734. (Cité en page 21.)
- [Abraham 2002] DP Abraham, RD Twesten, M Balasubramanian et al. *Surface changes on LiNi0.8Co0.2O2 particles during testing of high-power lithium-ion cells*. 2002, Electrochem. Commun., vol. 4, no. 8, p. 620–625, 2002. doi:10.1016/S1388-2481(02)00388-0. (Cité en page 91.)
- [ADEME 2019a] ADEME. *Automobiles : données 2019*. Rapport technique, ADEME, 2019. (Cité en pages 53 et 124.)
- [ADEME 2019b] ADEME. *Panorama sur la notion de sobriété*. Rapport technique, ADEME, 2019. (Cité en page 6.)
- [ADEME 2021a] ADEME. *Les impacts environnementaux*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2021. (Cité en page 9.)
- [ADEME 2021b] ADEME. *Piles et Accumulateurs : données 2020*. Rapport technique, ADEME, 2021. (Cité en page 27.)
- [ADEME 2022a] ADEME. *Automobiles : données 2020*. Rapport technique, In Extenso Innovation Croissance, 2022. (Cité en pages 27 et 28.)
- [ADEME 2022b] ADEME. *Transition(s) 2050*. Rapport technique, ADEME, 2022. (Cité en page 5.)
- [ADEME 2023a] ADEME. *Véhicules particuliers neufs vendus en France*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 12.)
- [ADEME 2023b] ADEME. *Économie circulaire*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 26.)
- [Afshar 2021] Shahab Afshar, Pablo Macedo, Farog Mohamed et al. *Mobile charging stations for electric vehicles — A review*. 2021, Renewable Sustainable Energy Rev., vol. 152, p. 111654, 2021. doi:10.1016/j.rser.2021.111654. (Cité en pages 23 et 24.)
- [Afshar 2022] Shahab Afshar et Vahid Disfani. *Optimal Scheduling of Electric Vehicles in the Presence of Mobile Charging Stations*. In IEEE PESGM, Denver, CO, USA, 2022. IEEE. doi:10.1109/PESGM48719.2022.9916670. (Cité en page 159.)
- [Ahmadi 2014] Leila Ahmadi, Michael Fowler, Steven Young et al. *Energy efficiency of Li-ion battery packs re-used in stationary power applications*. 2014, Sustainable Energy Technol. Assess., vol. 8, p. 9–17, 2014. doi:10.1016/j.seta.2014.06.006. (Cité en page 93.)
- [Albatayneh 2020] Aiman Albatayneh, Mohammad Assaf, Dariusz Alterman et al. *Comparison of the overall energy efficiency for internal combustion engine vehicles and electric vehicles*. 2020, Rigas Tehniskas Universitates Zinatniskie Raksti, vol. 24, no. 1, p. 669–680, 2020. doi:10.2478/rtulect-2020-0041. (Cité en page 8.)
- [Albuquerque 2022] Lucas Albuquerque, Fabien Lacressonnière, Xavier Roboam et al. *Incremental Capacity Analysis as a diagnostic method applied to second life Li-ion batteries*. In Electrimacs, Nancy, France, 2022. doi:10.1007/978-3-031-24837-5. (Cité en pages 35 et 48.)

- [Amara-Ouali 2022] Yvenn Amara-Ouali. *Statistical modelling of electric vehicle charging behaviours*. Thèse de doctorat, Université Paris-Saclay, Septembre 2022. (Cité en page 25.)
- [An 2016] Seong Jin An, Jianlin Li, Claus Daniel et al. *The state of understanding of the lithium-ion-battery graphite solid electrolyte interphase (SEI) and its relationship to formation cycling*. 2016, Carbon, vol. 105, p. 52–76, 2016. doi:10.1016/j.carbon.2016.04.008. (Cité en page 90.)
- [Angerer 2017] Christian Angerer, Sebastian Krapf, Nikolaos Wassiliadis et al. *Reduction of aging-effects by supporting a conventional battery pack with ultracapacitors*. In EVER, p. 1–12, Monte Carlo, Monaco, 2017. doi:10.1109/EVER.2017.7935873. (Cité en page 92.)
- [Antunes 2023] Evelise De Godoy Antunes, Alberto González López, Fabien Lacressonnière et al. *Life cycle assessment of a lithium ion battery : comparison between first and second life batteries environmental impacts in microgrid applications*. In SGE, Lille, France, 2023. L2EP. (Cité en page 125.)
- [Argonne 2019] Argonne. *EverBatt : A Closed-loop Battery Recycling Cost and Environmental Impacts Model*. Rapport technique, Argonne National Lab, 2019. (Cité en page 33.)
- [Arnette 2014] Andrew Arnette, Barry Brewer et Tyler Choal. *Design for sustainability (DFS) : the intersection of supply chain and environment*. 2014, J. Cleaner Prod., vol. 83, p. 374–390, 2014. doi:10.1016/j.jclepro.2014.07.021. (Cité en page 35.)
- [Arrinda 2021] Mikel Arrinda, Mikel Oyarbide, Haritz Macicior et al. *Application dependent end-of-life threshold definition methodology for batteries in electric vehicles*. 2021, MDPI, vol. 7, no. 1, p. 12, 2021. doi:10.3390/batteries7010012. (Cité en page 35.)
- [Attia 2022] Peter M Attia, Alexander Bills, Ferran Brosa Planella et al. *“Knees” in lithium-ion battery aging trajectories*. 2022, J. Electrochem. Soc., vol. 169, no. 6, p. 060517, 2022. doi:10.1149/1945-7111/ac6d13. (Cité en page 94.)
- [Avere-France/Mobivia 2018] IPSOS Avere-France/Mobivia. *Enquête IPSOS Avere-France/Mobivia : les Français motivés à passer au véhicule électrique s’ils sont bien informés et accompagnés*. [En ligne] url (Accès le 21/12/2023), Septembre 2018. (Cité en page 22.)
- [Avere 2022] Avere. *En septembre 2022, les véhicules électriques et hybrides rechargeables se sont octroyés près de 21 % de parts de marché*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2022. (Cité en page 27.)
- [Baghdadi 2015] Issam Baghdadi, Olivier Briat, Akram Eddahech et al. *Electro-thermal model of lithium-ion batteries for electrified vehicles applications*. In IEEE ISIE, p. 1248–1252, Buzios, Brazil, 2015. doi:10.1109/ISIE.2015.7281651. (Cité en page 159.)
- [Baghdadi 2017] Issam Baghdadi. *Prise en compte des modes de vieillissement dans la modélisation des performances de batteries lithium-ion pour l’évaluation de leur durée de vie en usage automobile*. Thèse de doctorat, Université de Bordeaux, Juillet 2017. (Cité en pages 42, 43, 90, 92, 93, 129 et 146.)
- [Bank 2021] The World Bank. *Data Population*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2021. (Cité en page 9.)
- [Barai 2017] Anup Barai, Kotub Uddin, Julie Chevalier et al. *Transportation safety of lithium iron phosphate batteries-a feasibility study of storing at very low states of charge*. 2017, Sci. Rep., vol. 7, no. 1, p. 5128, 2017. doi:10.1038/s41598-017-05438-2. (Cité en page 85.)
- [Barré 2014] Anthony Barré. *Analyse statistique de données issues de batteries en usage réel sur des véhicules électriques, pour la compréhension, l’estimation et la gestion des phénomènes de vieillissement*. Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2014. (Cité en pages 79 et 209.)
- [Basia 2021] Akash Basia. *Evaluation of the State of the health of Li-ion batteries in the context of Circular Economy*. Thèse de doctorat, 2021. (Cité en page 44.)
- [Bauer 2018] Tom Bauer. *Concevoir un produit pour plusieurs vies : Propositions pour la conception et l’évaluation environnementales de solutions en cascade*. Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, Octobre 2018. (Cité en page 35.)

- [Baumann 2018] Michael Baumann, Leo Wildfeuer, Stephan Rohr et al. *Parameter variations within Li-Ion battery packs—Theoretical investigations and experimental quantification*. 2018, *Journal of Energy Storage*, vol. 18, p. 295–307, 2018. doi:10.1016/j.est.2018.04.031. (Cité en pages 73 et 136.)
- [Baumhöfer 2014] Thorsten Baumhöfer, Manuel Brühl et Susanne Rothgang. *Production caused variation in capacity aging trend and correlation to initial cell performance*. 2014, *J. Power Sources*, vol. 247, p. 332–338, 2014. doi:10.1016/j.jpowsour.2013.08.108. (Cité en pages 52, 95 et 209.)
- [Beck 2021] David Beck, Philipp Dechent, Mark Junker et al. *Inhomogeneities and cell-to-cell variations in lithium-ion batteries, a review*. 2021, *Energies*, vol. 14, no. 11, p. 3276, 2021. doi:10.3390/en14113276. (Cité en pages 49 et 148.)
- [Beckers 2023] Camiel Beckers, Erik Hoedemaekers, Arda Dagkilic et al. *Round-Trip Energy Efficiency and Energy-Efficiency Fade Estimation for Battery Passport*. In *IEEE VPPC*, Milan, Italy, 2023. doi:10.48550/arXiv.2308.15828. (Cité en page 126.)
- [Ben-Marzouk 2016] Mohamed Ben-Marzouk, Agnès Chaumond, Eduardo Redondo-Iglesias et al. *Experimental Protocols and First Results of Calendar and/or Cycling Aging Study of Lithium-Ion Batteries – the MOBICUS Project*. Juin 2016, *World Electric Vehicle Journal*, vol. 8, no. 2, p. 388–397, Juin 2016. doi:10.3390/wevj8020388. (Cité en pages 49, 78 et 120.)
- [Benoît-Moreau 2017] Florence Benoît-Moreau, Béatrice Parguel et Renaud Lunardo. *Des vertus écologiques de la consommation collaborative. Le cas des plateformes d’échange d’objets entre particuliers*. In *La consommation collaborative : Enjeux et défis de la nouvelle société du partage*, p. 197–219. 2017. (Cité en page 35.)
- [Berecibar 2016] Maitane Berecibar, Floris Devriendt, Matthieu Dubarry et al. *Online state of health estimation on NMC cells based on predictive analytics*. 2016, *J. Power Sources*, vol. 320, p. 239–250, 2016. doi:10.1016/j.jpowsour.2016.04.109. (Cité en pages 100 et 117.)
- [Berger 2022] Katharina Berger, Josef-Peter Schöggel et Rupert J Baumgartner. *Digital battery passports to enable circular and sustainable value chains : Conceptualization and use cases*. 2022, *J. Cleaner Prod.*, vol. 353, p. 131492, 2022. doi:10.1016/j.jclepro.2022.131492. (Cité en page 126.)
- [Berger 2023] Katharina Berger, Rupert J Baumgartner, Martin Weinzerl et al. *Data requirements and availabilities for a digital battery passport—A value chain actor perspective*. 2023, *Cleaner Production Letters*, vol. 4, p. 100032, 2023. doi:10.1016/j.clpl.2023.100032. (Cité en page 126.)
- [Berkeley Earth 2020] Berkeley Earth. *Regional Climate Change : France*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2020. (Cité en page 9.)
- [Beulque 2018] Rémi Beulque, Franck Aggeri, Fabrice Abraham et al. *Business models circulaires : vers une création et captation de valeur pérenne ? Les enseignements du recyclage et de la réutilisation automobiles*. 2018, *Finance Contrôle Stratégie*, 2018. doi:10.4000/fcs.2081. (Cité en page 26.)
- [Bigo 2020] Aurelien Bigo. *Les transports face au défi de la transition énergétique. Explorations entre passé et avenir, technologie et sobriété, accélération et ralentissement*. Thèse de doctorat, Institut Polytechnique de Paris, Novembre 2020. (Cité en pages 19 et 39.)
- [Bihouix 2021] Philippe Bihouix et Benoit De Guillebon. *Quel futur pour les métaux ?* EDP sciences, 2021. (Cité en pages 19 et 39.)
- [Bills 2023] Alexander Bills, Shashank Sripad, Leif Fredericks et al. *A battery dataset for electric vertical takeoff and landing aircraft*. 2023, *Sci. Data*, vol. 10, no. 1, p. 344, 2023. doi:10.1038/s41597-023-02180-5. (Cité en page 92.)
- [Birkel 2017a] Christoph Birkel. *Oxford Battery Degradation Dataset 1*, 2017. doi:10.5287/bodleian:KO2kdmYGg. (Cité en pages 91 et 147.)
- [Birkel 2017b] Christoph R Birkel, Matthew R Roberts, Euan McTurk et al. *Degradation diagnostics for lithium ion cells*. 2017, *J. Power Sources*, vol. 341, p. 373–386, 2017. doi:10.1016/j.jpowsour.2016.12.011. (Cité en pages 90 et 91.)
- [Bitrode 2024] Bitrode. *Bitrode*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2024. (Cité en page 49.)

- [Blondel 2019] Pierre Blondel. *Estimation de l'état interne d'une batterie lithium-ion à l'aide d'un modèle électrochimique*. Thèse de doctorat, Université de Lorraine, Janvier 2019. (Cité en page 147.)
- [BloombergNEF 2022] BloombergNEF. *Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of 151/kWh*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2022. (Cité en page 18.)
- [BMW 2013] BMW. *Technical training. Product information. I01 High-voltage Components*. Technical report, BMW Services, 2013. (Cité en page 53.)
- [BMW 2016] BMW. *The BMW i3 rescue guideline*. Rapport technique, BMW, 2016. (Cité en page 137.)
- [Bowler 2014] Melissa Bowler. *Battery Second Use : A Framework for Evaluating the Combination of Two Value Chains*. PhD thesis, 2014. (Cité en page 36.)
- [Braco 2020] Elisa Braco, Idoia San Martín, Alberto Berrueta et al. *Experimental assessment of cycling ageing of lithium-ion second-life batteries from electric vehicles*. 2020, Journal of Energy Storage, vol. 32, p. 101695, 2020. doi:10.1016/j.est.2020.101695. (Cité en pages 95, 119 et 121.)
- [Braco 2021] Elisa Braco, Idoia San Martín, Alberto Berrueta et al. *Experimental assessment of first-and second-life electric vehicle batteries : Performance, capacity dispersion, and aging*. 2021, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 57, no. 4, p. 4107–4117, 2021. doi:10.1109/TIA.2021.3075180. (Cité en pages 73 et 136.)
- [Braco 2022] Elisa Braco, Idoia San Martín, Pablo Sanchis et al. *Health indicator selection for state of health estimation of second-life lithium-ion batteries under extended ageing*. 2022, Journal of Energy Storage, vol. 55, p. 105366, 2022. doi:10.1016/j.est.2022.105366. (Cité en page 51.)
- [Braco 2023] Elisa Braco, Idoia San Martín, Pablo Sanchis et al. *Fast capacity and internal resistance estimation method for second-life batteries from electric vehicles*. 2023, Appl. Energy, vol. 329, p. 120235, 2023. doi:10.1016/j.apenergy.2022.120235. (Cité en pages 42 et 51.)
- [Briffa 2020] Jessica Briffa, Emmanuel Sinagra et Renald Blundell. *Heavy metal pollution in the environment and their toxicological effects on humans*. 2020, Heliyon, vol. 6, no. 9, p. e04691, 2020. doi:10.1016/j.heliyon.2020.e04691. (Cité en page 14.)
- [Broussely 2005] Michel Broussely, Ph Biensan, F Bonhomme et al. *Main aging mechanisms in Li ion batteries*. 2005, J. Power Sources, vol. 146, no. 1, p. 90–96, 2005. doi:10.1016/j.jpowsour.2005.03.172. (Cité en page 90.)
- [Brunetaud 2023] Ruben Brunetaud, Karrick Mergo Mbeya, Nathalie Legrand et al. *Non-destructive state-of-health diagnosis algorithm for blended electrode lithium-ion battery*. 2023, Journal of Energy Storage, vol. 62, p. 106863, 2023. doi:10.1016/j.est.2023.106863. (Cité en page 42.)
- [Cailliez 2023] Sylvain Cailliez. *Modélisation du comportement et du vieillissement d'une batterie utilisée en propulsion automobile*. Thèse de doctorat, Ecole centrale de Nantes, 2023. (Cité en page 93.)
- [Canals Casals 2017] Lluç Canals Casals, Beatriz Garcia et Maria Gonzalez Benitez. *Aging Model for Re-used Electric Vehicle Batteries in Second Life Stationary Applications*. Mars 2017, p. 139–151, Mars 2017. doi:10.1007/978-3-319-51859-6. (Cité en page 95.)
- [Canals Casals 2019] Lluç Canals Casals, Marta Rodríguez, Cristina Corchero et al. *Evaluation of the End-of-Life of Electric Vehicle Batteries According to the State-of-Health*. Octobre 2019, World Electric Vehicle Journal, vol. 10, no. 4, p. 63, Octobre 2019. doi:10.3390/wevj10040063. (Cité en page 35.)
- [Carbone4 2022] Carbone4. *MyCO2 : Empreinte carbone française moyenne, comment est-elle calculée ?* [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2022. (Cité en pages 4 et 5.)
- [Carenecotte 2012] Frédéric Carenecotte, Alain Geldron, Jacques Villeneuve et al. *Économie circulaire et recyclage des métaux*. 2012, Géosciences, vol. 15, p. 64–71, 2012. (Cité en page 34.)
- [Castelvecchi 2021] Davide Castelvecchi. *Electric cars and batteries : how will the world produce enough ?* 2021, Nature, vol. 596, no. 7872, p. 336–339, 2021. doi:10.1038/d41586-021-02222-1. (Cité en page 48.)

- [CEA 2022] ATEE ADEME CEA Artelys. *Annexe à l'étude PEPS5, Rapport sur la seconde vie des batteries*. Rapport technique, CEA, Artelys, ATEE, ADEME, 2022. (Cité en pages 28 et 51.)
- [Chen 2019] Mengyuan Chen, Xiaotu Ma, Bin Chen et al. *Recycling End-of-Life Electric Vehicle Lithium-Ion Batteries*. 2019, *Joule*, vol. 3, no. 11, p. 2622–2646, 2019. doi:10.1016/j.joule.2019.09.014. (Cité en page 35.)
- [Cleantechnic 2020] Cleantechnic. *The 2nd Life Of Used EV Batteries*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], Juin 2020. (Cité en page 37.)
- [Colarullo 2022] Linda Colarullo et Jagruti Thakur. *Second-life EV batteries for stationary storage applications in Local Energy Communities*. 2022, *Renewable Sustainable Energy Rev.*, vol. 169, p. 112913, 2022. doi:10.1016/j.rser.2022.112913. (Cité en page 125.)
- [Collard 2020] Fabienne Collard. *L'économie circulaire*. 2020, *Courrier hebdomadaire du CRISP*, vol. 24552456, no. 10, p. 5–72, 2020. doi:10.3917/cris.2455.0005. (Cité en pages 26 et 27.)
- [Combelles 2012] Agathe Combelles. *ACVBAT - Démarche d'analyse du cycle de vie. Principes, méthodologie, exemples d'application aux matériaux et éléments de construction*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2012. (Cité en page 9.)
- [Commission Européenne 2017] Commission Européenne. *Étude sur la révision de la liste des Matières Premières Critiques de 2017*. Rapport technique, European Commission, 2017. (Cité en page 11.)
- [Commission Européenne 2020a] Commission Européenne. *Critical raw materials for strategic technologies and sectors in the EU : a foresight study*. Rapport technique, Commission Européenne, 2020. doi:doi/10.2873/58081. (Cité en page 18.)
- [Commission Européenne 2020b] Commission Européenne. *Programme de recherche stratégique sur les batteries*. Rapport technique, 2020. (Cité en page 11.)
- [Commission Européenne 2023] Commission Européenne. *European Battery Alliance*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 18.)
- [Commons 2022] Wikimedia Commons. *Diagramme de Venn du développement durable*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2022. (Cité en page 4.)
- [Contò 2022] Chiara Contò et Nicola Bianchi. *E-Bike Motor Drive : A Review of Configurations and Capabilities*. 2022, *Energies*, vol. 16, no. 1, p. 160, 2022. doi:10.3390/en16010160. (Cité en page 139.)
- [Coron 2021] Eddy Coron. *Diagnostic d'état de santé des batteries au lithium utilisées dans les véhicules électriques et destinées à des applications en seconde vie*. Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2021. (Cité en pages 35, 48, 49, 51 et 90.)
- [Cusenza 2019] Maria Anna Cusenza, Francesco Guarino, Sonia Longo et al. *Energy and environmental benefits of circular economy strategies : The case study of reusing used batteries from electric vehicles*. 2019, *Journal of Energy Storage*, vol. 25, p. 100845, 2019. doi:10.1016/j.est.2019.100845. (Cité en page 36.)
- [Dai 2019] Qiang Dai, Jarod C Kelly, Linda Gaines et al. *Life cycle analysis of lithium-ion batteries for automotive applications*. 2019, *Batteries*, vol. 5, no. 2, p. 48, 2019. doi:10.3390/batteries5020048. (Cité en page 9.)
- [Daimler 2016a] Daimler. *Electromobility well thought out*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2016. (Cité en page 36.)
- [Daimler 2016b] Daimler. *Mobility of the Future-Connected-Autonomous-Shared-Electric*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], Septembre 2016. (Cité en page 37.)
- [Dalbin 2016] Sylvie Dalbin. *Économie collaborative et développement durable*. 2016, *I2D*, 2016. doi:10.3917/i2d.161.0040. (Cité en page 35.)
- [Damay 2015a] Nicolas Damay. *Contribution à la modélisation thermique de packs batteries LiFePO₄ pour véhicules décarbonés*. Thèse de doctorat, Université de Technologie de Compiègne, 2015. (Cité en page 147.)

- [Damay 2015b] Nicolas Damay, Christophe Forgez, Marie-Pierre Bichat et al. *Thermal modeling of large prismatic LiFePO₄/graphite battery. Coupled thermal and heat generation models for characterization and simulation.* 2015, J. Power Sources, vol. 283, p. 37–45, 2015. doi:10.1016/j.jpowsour.2015.02.091. (Cité en page 148.)
- [Debnath 2014] Uttam Kumar Debnath, Iftexhar Ahmad et Daryoush Habibi. *Quantifying economic benefits of second life batteries of gridable vehicles in the smart grid.* 2014, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 63, p. 577–587, 2014. doi:10.1016/j.ijepes.2014.05.077. (Cité en pages 36, 93 et 95.)
- [Delacourt 2014] Charles Delacourt, Ades Claude et Quentin Badey. *Vieillessement des accumulateurs lithium-ion dans l'automobile.* Techniques de l'Ingénieur, 2014. doi:10.51257/a-v1-re231. (Cité en page 146.)
- [Delaille 2013] Arnaud Delaille, Sébastien Grolleau, Francois Duclaud et al. *SIMCAL Project : calendar aging results obtained on a panel of 6 commercial Li-ion cells.* In Electrochemical Energy Summit de l'Electrochemical Society, p. 1 p, San Fransisco, United States, 2013. (Cité en page 120.)
- [Deng 2021] Zhongwei Deng, Xiaosong Hu, Penghua Li et al. *Data-driven battery state of health estimation based on random partial charging data.* 2021, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 37, no. 5, p. 5021–5031, 2021. doi:10.1109/TPEL.2021.3134701. (Cité en page 81.)
- [Ding 2023] Shicong Ding, Yiding Li, Haifeng Dai et al. *Accurate Model Parameter Identification to Boost Precise Aging Prediction of Lithium-Ion Batteries : A Review.* 2023, Adv. Energy Mater., vol. 13, no. 39, p. 2301452, 2023. doi:10.1002/aenm.202301452. (Cité en page 91.)
- [Dubarry 2007] Matthieu Dubarry, Vojtech Svoboda, Ruey Hwu et al. *Capacity loss in rechargeable lithium cells during cycle life testing : The importance of determining state-of-charge.* 2007, J. Power Sources, vol. 174, no. 2, p. 1121–1125, 2007. doi:10.1016/j.jpowsour.2007.06.185. (Cité en page 152.)
- [Dubarry 2012] Matthieu Dubarry, Cyril Truchot et Bor Yann Liaw. *Synthesize battery degradation modes via a diagnostic and prognostic model.* 2012, J. Power Sources, vol. 219, p. 204–216, 2012. doi:10.1016/j.jpowsour.2012.07.016. (Cité en page 91.)
- [Dubarry 2014] Matthieu Dubarry, Cyril Truchot et Bor Yann Liaw. *Cell degradation in commercial LiFePO₄ cells with high-power and high-energy designs.* 2014, J. Power Sources, 2014. doi:10.1016/j.jpowsour.2014.02.052. (Cité en page 91.)
- [Dubarry 2020] Matthieu Dubarry et George Baure. *Perspective on commercial Li-ion battery testing, best practices for simple and effective protocols.* 2020, Electronics, vol. 9, no. 1, p. 152, 2020. doi:10.3390/electronics9010152. (Cité en page 42.)
- [Dufour 2019] Nicolas Dufour. *Modélisation multi-physique de l'électrode de graphite au sein d'une batterie lithium-ion : Etude des hétérogénéités et des mécanismes de vieillissement.* Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2019. (Cité en page 49.)
- [Eddahech 2012] Akram Eddahech, Olivier Briat, Eric Woirgard et al. *Remaining useful life prediction of lithium batteries in calendar ageing for automotive applications.* 2012, Microelectron. Reliab., vol. 52, no. 9, p. 2438–2442, 2012. doi:10.1016/j.microrel.2012.06.085. (Cité en page 44.)
- [EDF 2015] EDF. *Battery Second Life Project.* [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], Juin 2015. (Cité en page 36.)
- [EEA 2018] EEA. *Electric Vehicles from Life Cycle and Circular Economy Perspectives,* 2018. (Cité en pages 9, 19 et 39.)
- [EEA 2019] EEA. *Trends in atmospheric concentrations of CO₂ (ppm), CH₄ (ppb) and N₂O (ppb), between 1800 and 2017.* [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2019. (Cité en page 9.)
- [Elkind 2014] Ethan Elkind. *Reuse and Repower : How to Save Money and Clean the Grid with Second-Life Electric Vehicle Batteries.* 2014, Escholarship UC Berkeley : Berkeley Law, 2014. (Cité en page 36.)

- [Elémentarium 2023] Elémentarium. *Elémentarium*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 13.)
- [Fan 2022] Luo Fan, Huang Haihong et Wang Haixin. *A fast screening and recombinant method based on short-time pulse discharge and electrochemical impedance spectroscopy for decommissioned power batteries*. 2022, *Journal of Electrochemical Energy Conversion and Storage*, vol. 19, no. 2, p. 021020, 2022. doi:10.1115/1.4053866. (Cité en pages 95, 119 et 120.)
- [Federec 2023] Federec. *Déconstruction Automobile / VHU : Comment négocier ce virage historique ?* [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en pages 27 et 28.)
- [Feng 2019] Xuning Feng, Caihao Weng, Xiangming He et al. *Online State-of-Health Estimation for Li-Ion Battery Using Partial Charging Segment Based on Support Vector Machine*. 2019, *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 68, no. 9, p. 8583–8592, 2019. doi:10.1109/TVT.2019.2927120. (Cité en page 81.)
- [Fong 2020] YC Fong, DH Wang, J Mei et al. *Study and Development of Mixed Repurposing EV Battery System for Stationary Energy Storage Applications*. In PESA, p. 1–6, Hong Kong, China, 2020. doi:10.1109/PESA50370.2020.9343967. (Cité en page 38.)
- [France 2019] Eau France. *Volume d'eau potable consommé par habitant par jour en 2016*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2019. (Cité en page 15.)
- [Ganesh 2020] Sai Vinayak Ganesh. *Critical analysis of aging models for lithium-ion second-life battery applications*. Thèse de doctorat, The Ohio State University, 2020. (Cité en page 38.)
- [Garg 2020] Akhil Garg, Liu Yun, Liang Gao et al. *Development of recycling strategy for large stacked systems : Experimental and machine learning approach to form reuse battery packs for secondary applications*. 2020, *J. Cleaner Prod.*, vol. 275, p. 124152, 2020. doi:10.1016/j.jclepro.2020.124152. (Cité en pages 95, 119 et 120.)
- [Gaustad 2018] Gabrielle Gaustad, Mark Krystofik, Michele Bustamante et al. *Circular economy strategies for mitigating critical material supply issues*. 2018, *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 135, p. 24–33, 2018. doi:10.1016/j.resconrec.2017.08.002. (Cité en page 31.)
- [Ge 2021] Ming-Feng Ge, Yiben Liu, Xingxing Jiang et al. *A review on state of health estimations and remaining useful life prognostics of lithium-ion batteries*. 2021, *Measurement*, vol. 174, p. 109057, 2021. doi:10.1016/j.measurement.2021.109057. (Cité en page 44.)
- [Gelbmann 2015] Ulrike Gelbmann et Barbara Hammerl. *Integrative re-use systems as innovative business models for devising sustainable product–service-systems*. 2015, *J. Cleaner Prod.*, vol. 97, p. 50–60, 2015. doi:10.1016/j.jclepro.2014.01.104. (Cité en page 35.)
- [Geldron 2017] Alain Geldron. *L'épuisement des métaux et minéraux : faut-il s'inquiéter ?* 2017, 2017. (Cité en page 15.)
- [German 2019] Ronan German, Seima Shili, Anatole Desrevaux et al. *Dynamical coupling of a battery electro-thermal model and the traction model of an EV for driving range simulation*. 2019, *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 69, no. 1, p. 328–337, 2019. doi:10.1109/TVT.2019.2955856. (Cité en page 46.)
- [Gicquel 2023] Renault Gicquel. *La thermodynamique appliquée aux systèmes énergétiques*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 13.)
- [Goodland 2012] Robert Goodland. *Responsible mining : the key to profitable resource development*. 2012, *Sustainability*, vol. 4, no. 9, p. 2099–2126, 2012. doi:10.3390/su4092099. (Cité en page 16.)
- [Gregoir 2022] Liesbet Gregoir et Karel van Acker. *Metals for clean energy : pathways to solving Europe's raw materials challenge*. Rapport technique, 2022. (Cité en page 18.)
- [Grimaud 2019] Guilhem Grimaud. *Conception des scénarios de recyclage pilotée par l'évaluation des performances des procédés*. Thèse de doctorat, Ecole nationale supérieure d'arts et métiers, 2019. (Cité en page 26.)

- [Grolleau 2013] Sebastien Grolleau, Belen Molina-Concha, Arnaud Delaille et al. *The French SIM-CAL Research Network For Modelling of Calendar Aging for Energy Storage System in EVs And HEVs-EIS Analysis on LFP/C Cells*. 2013, ECS Trans., vol. 45, no. 13, p. 73, 2013. doi:10.1149/04513.0073ecst. (Cité en pages 49 et 120.)
- [Groupe 2022] SNAM Groupe. "SNAM Groupe" annonce sa décision de se recentrer sur son métier historique. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2022. (Cité en page 37.)
- [GTM 2016] GTM. *BMW Is Turning Used i3 Batteries Into Home Energy Storage Units*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], Juin 2016. (Cité en page 36.)
- [Guo 2022] Jia Guo, Yaqi Li, Jinhao Meng et al. *Understanding the mechanism of capacity increase during early cycling of commercial NMC/graphite lithium-ion batteries*. 2022, Journal of Energy Chemistry, vol. 74, p. 34–44, 2022. doi:10.1016/j.jechem.2022.07.005. (Cité en page 48.)
- [Guyonnet 2012] Dominique Guyonnet, Markus Reuter et Raimund Bleischwitz. *Vers une utilisation efficace des matières premières minérales*. Janvier 2012, Geosciences, p. 56, Janvier 2012. (Cité en page 14.)
- [GWA 2021] GWA. *Guidance about hazardous chemicals*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2021. (Cité en page 15.)
- [Haber 2023] Marc Haber. *Amélioration de la méthodologie de prédiction de durée de vie des batteries de véhicules électriques*. Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2023. (Cité en pages 44 et 46.)
- [Hall 2018] Dale Hall et Nic Lutsey. *Effects of battery manufacturing on electric vehicle life-cycle greenhouse gas emissions*. 2018, 2018. (Cité en page 8.)
- [Haram 2021] Mohammed Hussein Saleh Mohammed Haram, Jia Woon Lee, Gobbi Ramasamy et al. *Feasibility of utilising second life EV batteries : Applications, lifespan, economics, environmental impact, assessment, and challenges*. 2021, Alexandria Engineering Journal, vol. 60, no. 5, p. 4517–4536, 2021. doi:10.1016/j.aej.2021.03.021. (Cité en pages 37 et 51.)
- [Harper 2019] Gavin Harper, Roberto Sommerville, Emma Kendrick et al. *Recycling lithium-ion batteries from electric vehicles*. 2019, Nature, 2019. doi:10.1038/s41586-019-1682-5. (Cité en pages 29 et 32.)
- [Hassini 2022] Marwan Hassini, Eduardo Redondo-Iglesias et Pascal Venet. *Characterization test*, 2022. doi:10.25578/DQBXO5. (Cité en page 43.)
- [Hassini 2023] Marwan Hassini, Eduardo Redondo-Iglesias et Pascal Venet. *Lithium-Ion Battery Data : From Production to Prediction*. 2023, Batteries, vol. 9, no. 7, p. 385, 2023. doi:10.3390/batteries9070385. (Cité en page 136.)
- [Hassini 2024] Marwan Hassini. *Batteries de seconde vie dans une application de recharge de véhicules : Maîtrise des performances*. Thèse de doctorat, Université Claude Bernard Lyon 1, 2024. (Cité en page 5.)
- [Hecht 2020] Christopher Hecht, Saurav Das, Christian Bussar et al. *Representative, empirical, real-world charging station usage characteristics and data in Germany*. 2020, ETransportation, vol. 6, p. 100079, 2020. doi:10.1016/j.etrans.2020.100079. (Cité en pages 22 et 24.)
- [Hoover 2021] Zealan Hoover, Florian Nägele, Evan Polymeneas et al. *How charging in buildings can power up the electric-vehicle industry*. 2021, McKinsey, vol. 9, p. 1–8, 2021. (Cité en page 23.)
- [Hossain 2019] Eklas Hossain, Darren Murtaugh, Jaisen Mody et al. *A Comprehensive Review on Second-Life Batteries : Current State, Manufacturing Considerations, Applications, Impacts, Barriers Potential Solutions, Business Strategies, and Policies*. 2019, IEEE Access, vol. 7, p. 73215–73252, 2019. doi:10.1109/ACCESS.2019.2917859. (Cité en pages 36 et 125.)
- [Houbbadi 2019a] Adnane Houbbadi, Eduardo Redondo-Iglesias, Rochdi Trigui et al. *Optimal Charging Strategy to Minimize Electricity Cost and Prolong Battery Life of Electric Bus Fleet*. In IEEE VPPC, p. 1–6, Hanoi, Vietnam, 2019. doi:10.1109/VPPC46532.2019.8952493. (Cité en page 159.)

- [Houbbadi 2019b] Adnane Houbbadi, Rochdi Trigui, Serge Pelissier et al. *Optimal scheduling to manage an electric bus fleet overnight charging*. 2019, *Energies*, vol. 12, no. 14, p. 2727, 2019. doi:10.3390/en12142727. (Cité en page 148.)
- [House 2016] The Mobility House. *The Mobility House, Nissan and Eaton Provide Efficient Battery Storage for Amsterdam ArenA*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2016. (Cité en page 36.)
- [How 2019] Dickson NT How, MA Hannan, MS Hossain Lipu et al. *State of Charge Estimation for Lithium-Ion Batteries Using Model-Based and Data-Driven Methods : A Review*. 2019, *IEEE Access*, vol. 7, p. 136116–136136, 2019. doi:10.1109/ACCESS.2019.2942213. (Cité en page 147.)
- [Hua 2021] Yang Hua, Xinhua Liu, Sida Zhou et al. *Toward Sustainable Reuse of Retired Lithium-ion Batteries from Electric Vehicles*. 2021, *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 168, p. 105249, 2021. doi:10.1016/j.resconrec.2020.105249. (Cité en page 36.)
- [Huang 2022] Shaotang Huang, Cuicui Liu, Huiqin Sun et al. *State of health estimation of lithium-ion batteries based on the regional frequency*. 2022, *J. Power Sources*, vol. 518, p. 230773, 2022. doi:10.1016/j.jpowsour.2021.230773. (Cité en pages 51, 95, 119 et 120.)
- [Hudson-Edwards 2011] Karen A Hudson-Edwards, Heather E Jamieson et Bernd G Lottermoser. *Mine wastes : past, present, future*. 2011, *Elements*, vol. 7, no. 6, p. 375–380, 2011. doi:10.2113/gselements.7.6.375. (Cité en page 16.)
- [Hémery 2013] Charles-Victor Hémery. *Etudes des phénomènes thermiques dans les batteries Li-ion*. Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2013. (Cité en page 147.)
- [Idjis 2015] Hakim Idjis. *La filière de valorisation des batteries de véhicules électriques en fin de vie : contribution à la modélisation d'un système organisationnel complexe en émergence*. Thèse de doctorat, Université Paris Saclay, 2015. (Cité en page 36.)
- [IEA 2020] IEA. *Global EV Outlook 2020*. Rapport technique, IEA, 2020. (Cité en page 9.)
- [IEA 2021a] IEA. *Coal Information : Overview*. Rapport technique, IEA, 2021. (Cité en page 2.)
- [IEA 2021b] IEA. *Global EV Outlook 2021*. Rapport technique, IEA, 2021. (Cité en page 9.)
- [IEA 2021c] IEA. *The role of critical minerals in clean energy transitions*. Rapport technique, IEA, 2021. (Cité en pages 10, 18, 19 et 39.)
- [IEA 2022] IEA. *Electric Vehicles*. Rapport technique, IEA, 2022. (Cité en page 9.)
- [IEA 2023] IEA. *Global EV Outlook 2023*. Rapport technique, IEA, 2023. (Cité en pages 11 et 27.)
- [IEEE 2020] IEEE. *IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stationary Applications*. 2020, *IEEE Std 485-2020*, p. 1–69, 2020. doi:10.1109/IEEESTD.2020.9103320. (Cité en page 93.)
- [Iglesias-Émbil 2020] Marta Iglesias-Émbil, Alicia Valero, Abel Ortego et al. *Raw material use in a battery electric car—a thermodynamic rarity assessment*. 2020, *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 158, p. 104820, 2020. doi:10.1016/j.resconrec.2020.104820. (Cité en page 10.)
- [INSEE 2022] INSEE. *Véhicules en service Données annuelles de 2012 à 2021*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2022. (Cité en page 12.)
- [INSEE 2023a] INSEE. *Empreinte carbone*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 178.)
- [INSEE 2023b] INSEE. *Énergies renouvelables*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 178.)
- [IPCC 2019] IPCC. *Global Warming of 1.5 °C*. Rapport technique, 2019. (Cité en pages 3, 177 et 179.)
- [IPCC 2021] IPCC. *Climate Change 2021 : The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Rapport technique, IPCC, 2021. doi:10.1017/9781009157896. (Cité en pages 9 et 21.)

- [IPCC 2022] IPCC. *Climate Change 2022 : Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Rapport technique, IPCC, 2022. doi:10.1017/9781009157926. (Cité en pages 9, 4, 6, 7, 19, 20 et 39.)
- [Jaguemont 2015] Joris Jaguemont, Loic Boulon, Pascal Venet et al. *Lithium-ion battery aging experiments at subzero temperatures and model development for capacity fade estimation*. 2015, IEEE Transactions on Vehicular Technology, vol. 65, no. 6, p. 4328–4343, 2015. doi:10.1109/tvt.2015.2473841. (Cité en page 51.)
- [Jeanneret 1999] B Jeanneret, R Trigui, F Badin et al. *New Hybrid concept simulation tools, evaluation on the Toyota Prius car*. In EVS16, p. 13–16, 1999. (Cité en pages 59, 149 et 155.)
- [Jiang 2017] Yan Jiang, Jiuchun Jiang, Caiping Zhang et al. *Recognition of battery aging variations for LiFePO₄ batteries in 2nd use applications combining incremental capacity analysis and statistical approaches*. 2017, J. Power Sources, vol. 360, p. 180–188, 2017. doi:10.1016/j.jpowsour.2017.06.007. (Cité en pages 73, 80 et 136.)
- [Jiang 2018] Yan Jiang, Jiuchun Jiang, Caiping Zhang et al. *State of health estimation of second-life LiFePO₄ batteries for energy storage applications*. 2018, J. Cleaner Prod., vol. 205, p. 754–762, 2018. doi:10.1016/j.jclepro.2018.09.149. (Cité en pages 51, 95 et 119.)
- [John 2015] Voelcker John. *Chevy Nissan reveal second-life uses for electric car batteries*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2015. (Cité en page 36.)
- [Jossen 2006] Andreas Jossen. *Fundamentals of battery dynamics*. 2006, J. Power Sources, vol. 154, no. 2, p. 530–538, 2006. doi:10.1016/j.jpowsour.2005.10.041. (Cité en pages 45 et 146.)
- [Juge 2018] Élodie Juge. *La fabrique des conso-marchands : Une approche par les dispositifs sociotechniques dans le contexte de la consommation collaborative*. Thèse de doctorat, Université de Lille, 2018. (Cité en page 35.)
- [Juston 2023] Maxime Juston, Nicolas Damay et Christophe Forgez. *Extracting the diffusion resistance and dynamic of a battery using pulse tests*. 2023, Journal of Energy Storage, vol. 57, p. 106199, 2023. doi:10.1016/j.est.2022.106199. (Cité en pages 47 et 159.)
- [Kamath 2020] Dipti Kamath, Siddharth Shukla, Renata Arsenault et al. *Evaluating the cost and carbon footprint of second-life electric vehicle batteries in residential and utility-level applications*. 2020, Waste Manage. (Oxford), vol. 113, p. 497–507, 2020. doi:10.1016/j.wasman.2020.05.034. (Cité en pages 36 et 125.)
- [Kebede 2023] Abraham Alem Kebede, Md Sazzad Hosen, Theodoros Kalogiannis et al. *Optimal sizing and lifetime investigation of second life lithium-ion battery for grid-scale stationary application*. 2023, Journal of Energy Storage, vol. 72, p. 108541, 2023. doi:10.1016/j.est.2023.108541. (Cité en page 51.)
- [Kersten 2019a] Heineke Kersten, Kloss Benedikt et Scurtu Darius. *Micromobility : Industry progress, and a closer look at the case of Munich*. 2019, McKinsey Center for Future Mobility, 2019. (Cité en page 21.)
- [Kersten 2019b] Heineke Kersten, Kloss Benedikt, Scurtu Darius et al. *Micromobility's 15,000-mile checkup*. 2019, McKinsey, 2019. (Cité en page 21.)
- [Kong 2019] Peng-Yong Kong. *Autonomous Robot-Like Mobile Chargers for Electric Vehicles at Public Parking Facilities*. 2019, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 6, p. 5952–5963, 2019. doi:10.1109/TSG.2019.2893962. (Cité en page 23.)
- [Koroma 2022] Michael Samsu Koroma, Daniele Costa, Maeva Philippot et al. *Life cycle assessment of battery electric vehicles : Implications of future electricity mix and different battery end-of-life management*. 2022, Sci. Total Environ., vol. 831, p. 154859, 2022. doi:10.1016/j.scitotenv.2022.154859. (Cité en page 51.)
- [Kossoff 2014] David Kossoff, WE Dubbin, Maria Alfredsson et al. *Mine tailings dams : Characteristics, failure, environmental impacts, and remediation*. 2014, Appl. Geochem., vol. 51, p. 229–245, 2014. doi:10.1016/j.apgeochem.2014.09.010. (Cité en page 16.)

- [Kuntz 2020] Pierre Kuntz. *Evolution du comportement sécuritaire de batterie lithium-ion pendant leur vieillissement*. Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2020. (Cité en page 49.)
- [K nig 2021] Adrian K nig, Lorenzo Nicoletti, Daniel Schr der et al. *An overview of parameter and cost for battery electric vehicles*. 2021, World Electric Vehicle Journal, vol. 12, no. 1, p. 21, 2021. doi:10.3390/wevj12010021. (Cité en page 18.)
- [Larcher 2015] Dominique Larcher et Jean-Marie Tarascon. *Towards greener and more sustainable batteries for electrical energy storage*. 2015, Nature Chem, vol. 7, p. 19–29, 2015. doi:10.1038/nchem.2085. (Cité en page 19.)
- [Larousse 2023a] Larousse. *Effluent*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 178.)
- [Larousse 2023b] Larousse. *Kilowattheure*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 179.)
- [Larousse 2023c] Larousse. *Matière première*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 179.)
- [Larousse 2023d] Larousse. *Partie par million*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 179.)
- [Larousse 2023e] Larousse. *Scorie*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 179.)
- [Larousse 2023f] Larousse. * lectrifier*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 178.)
- [Larousse 2023g] Larousse. * nergie*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 178.)
- [Larousse 2023h] Larousse. * nergie fossile*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 178.)
- [Larousse 2024] Larousse. *Stérile*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2024. (Cité en page 179.)
- [Latini 2022] Dario Latini, Marco Vaccari, Marco Lagnoni et al. *A comprehensive review and classification of unit operations with assessment of outputs quality in lithium-ion battery recycling*. 2022, J. Power Sources, vol. 546, p. 231979, 2022. doi:10.1016/j.jpowsour.2022.231979. (Cité en page 15.)
- [Le Duigou 2014] Alain Le Duigou, Yuan Guan et Yves Amalric. *On the competitiveness of electric driving in France : Impact of driving patterns*. 2014, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 37, p. 348–359, 2014. doi:10.1016/j.rser.2014.04.056. (Cité en page 140.)
- [Le Varlet 2020] Thomas Le Varlet, Oliver Schmidt, Ajay Gambhir et al. *Comparative life cycle assessment of lithium-ion battery chemistries for residential storage*. 2020, Journal of Energy storage, vol. 28, p. 101230, 2020. doi:10.1016/j.est.2020.101230. (Cité en page 51.)
- [Leonori 2021] Stefano Leonori, Giorgio Rizzoni, Fabio Massimo Frattale Mascioli et al. *Intelligent energy flow management of a nanogrid fast charging station equipped with second life batteries*. 2021, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 127, p. 106602, 2021. doi:10.1016/j.ijepes.2020.106602. (Cité en page 125.)
- [Leroy 2023] Catherine Leroy. *Renault choisit un système individuel pour la gestion des véhicules hors d usage*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 28.)
- [Li 2016] An Li, Serge Pelissier, Pascal Venet et al. *Fast Characterization Method for Modeling Battery Relaxation Voltage*. 2016, Batteries, vol. 2, no. 2, 2016. doi:10.3390/batteries2020007. (Cité en page 150.)
- [Li 2020a] Tianyu Li, Xiao-Zi Yuan, Lei Zhang et al. *Degradation Mechanisms and Mitigation Strategies of Nickel-Rich NMC-Based Lithium-Ion Batteries*. 2020, Electrochem. Energ. Rev. 3, 2020. doi:10.1007/s41918-019-00053-3. (Cité en page 91.)
- [Li 2020b] Xinzhou Li, Lizhong Zhang, Yi Liu et al. *A fast classification method of retired electric vehicle battery modules and their energy storage application in photovoltaic generation*. 2020, Int. J. Energy Res., vol. 44, no. 3, p. 2337–2344, 2020. doi:10.1002/er.5083. (Cité en page 51.)

- [Lievre 2015] Aurélien Lievre, Ali Sari, Pascal Venet et al. *Practical online estimation of lithium-ion battery apparent series resistance for mild hybrid vehicles*. 2015, IEEE Transactions on Vehicular Technology, vol. 65, no. 6, p. 4505–4511, 2015. doi:10.1109/tvt.2015.2446333. (Cité en page 148.)
- [Lin 2021] Xianke Lin, Kavian Khosravinia, Xiaosong Hu et al. *Lithium plating mechanism, detection, and mitigation in lithium-ion batteries*. 2021, Prog. Energy Combust. Sci., vol. 87, p. 100953, 2021. doi:10.1016/j.pecs.2021.100953. (Cité en page 90.)
- [Lin 2023] Mingqiang Lin, Jian Wu, Jinhao Meng et al. *Screening of retired batteries with gramian angular difference fields and ConvNeXt*. 2023, Eng. Appl. Artif. Intell., vol. 123, p. 106397, 2023. doi:10.1016/j.engappai.2023.106397. (Cité en pages 95, 119 et 120.)
- [Liu 2022] Cuicui Liu, Xiankui Wen, Jingliang Zhong et al. *Characterization of aging mechanisms and state of health for second-life 21700 ternary lithium-ion battery*. 2022, Journal of Energy Storage, vol. 55, p. 105511, 2022. doi:10.1016/j.est.2022.105511. (Cité en pages 51, 95, 119 et 120.)
- [Lièvre 2015] Aurélien Lièvre. *Développement d'un système de gestion de batterie lithium-ion à destination de véhicules : détermination des indicateurs d'état (SoC, SoH et SoF)*. Thèse de doctorat, Université Claude Bernard Lyon 1, 2015. (Cité en page 49.)
- [Lubello 2021] Pietro Lubello, Francesco Papi, Alessandro Bianchini et al. *Considerations on the impact of battery ageing estimation in the optimal sizing of solar home battery systems*. 2021, J. Cleaner Prod., vol. 329, p. 129753, 2021. doi:10.1016/j.jclepro.2021.129753. (Cité en page 92.)
- [Luo 2021] Fan Luo, HaiHong Huang, LiPing Ni et al. *Rapid prediction of the state of health of retired power batteries based on electrochemical impedance spectroscopy*. 2021, Journal of Energy Storage, vol. 41, p. 102866, 2021. doi:10.1016/j.est.2021.102866. (Cité en page 51.)
- [Lv 2018] Weiguang Lv, Zhonghang Wang, Hongbin Cao et al. *A Critical Review and Analysis on the Recycling of Spent Lithium-Ion Batteries*. 2018, ACS Sustainable Chemistry & Engineering, vol. 6, no. 2, p. 1504–1521, 2018. doi:10.1021/acssuschemeng.7b03811. (Cité en page 32.)
- [Lv 2022] Youfu Lv, Weiming Luo, Ya Mo et al. *Investigation on the thermo-electric-electrochemical characteristics of retired LFP batteries for echelon applications*. 2022, RSC Adv., vol. 12, no. 22, p. 14127–14136, 2022. doi:10.1039/D2RA02278H. (Cité en pages 95, 119 et 120.)
- [MacArthur Foundation 2023] Ellen MacArthur Foundation. *Plastics and the circular economy*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 33.)
- [Maggio 2012] Gaetano Maggio et Gaetano Cacciola. *When will oil, natural gas, and coal peak?* 2012, Fuel, vol. 98, p. 111–123, 2012. doi:10.1016/j.fuel.2012.03.021. (Cité en page 2.)
- [Mariette 2022] Jérôme Mariette, Odile Blanchard, Olivier Berné et al. *An open-source tool to assess the carbon footprint of research*. 2022, Environmental Research : Infrastructure and Sustainability, vol. 2, no. 3, p. 035008, 2022. doi:10.1101/2021.01.14.426384. (Cité en pages 49 et 205.)
- [Marques 2019] Pedro Marques, Rita Garcia, Luiz Kulay et al. *Comparative life cycle assessment of lithium-ion batteries for electric vehicles addressing capacity fade*. 2019, J. Cleaner Prod., vol. 229, p. 787–794, 2019. doi:10.1016/j.jclepro.2019.05.026. (Cité en page 51.)
- [Martinez-Laserna 2017] Egoitz Martinez-Laserna. *Methodology for the Techno-Economic Assessment of Second Life Lithium-Ion Batteries*. Thèse de doctorat, Mondragon Unibertsitatea, 2017. (Cité en page 38.)
- [Martinez-Laserna 2018a] Egoitz Martinez-Laserna, Iñigo Gandiaga, Elixabet Sarasketa-Zabala et al. *Battery second life : Hype, hope or reality? A critical review of the state of the art*. 2018, Renewable Sustainable Energy Rev., vol. 93, p. 701–718, 2018. doi:10.1016/j.rser.2018.04.035. (Cité en pages 35, 36, 38 et 93.)
- [Martinez-Laserna 2018b] Egoitz Martinez-Laserna, Elixabet Sarasketa-Zabala, Igor Villarreal Sarria et al. *Technical Viability of Battery Second Life : A Study From the Ageing Perspective*. 2018, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 54, no. 3, p. 2703–2713, 2018. doi:10.1109/TIA.2018.2801262. (Cité en pages 37, 95, 121 et 125.)

- [Mathews 2020] Ian Mathews, Bolun Xu, Wei He et al. *Technoeconomic model of second-life batteries for utility-scale solar considering calendar and cycle aging*. 2020, Appl. Energy, vol. 269, p. 115127, 2020. doi:10.1016/j.apenergy.2020.115127. (Cité en page 51.)
- [Mathieu 2017] Romain Mathieu, Issam Baghdadi, Olivier Briat et al. *D-optimal design of experiments applied to lithium battery for ageing model calibration*. 2017, Energy, vol. 141, p. 2108–2119, 2017. doi:10.1016/j.energy.2017.11.130. (Cité en page 78.)
- [Mathieu 2020] Romain Mathieu. *Modélisation de l'influence de la rapidité de recharge totale ou partielle sur les performances électro-thermiques et la durée de vie des batteries pour applications automobiles*. Thèse de doctorat, Université de Bordeaux, 2020. (Cité en pages 21, 43, 45, 146 et 147.)
- [Mathieu 2021] Romain Mathieu, Olivier Briat, Philippe Gyan et al. *Comparison of the impact of fast charging on the cycle life of three lithium-ion cells under several parameters of charge protocol and temperatures*. 2021, Appl. Energy, vol. 283, p. 116344, 2021. doi:10.1016/j.apenergy.2020.116344. (Cité en page 42.)
- [Maures 2021] Matthieu Maures. *Modélisation des performances et du vieillissement des assemblages parallèles de cellules lithium-ion pour la détermination de l'état de santé et de la durée de vie des batteries*. Thèse de doctorat, Université de Bordeaux, 2021. (Cité en page 49.)
- [Mergo Mbeya 2021] Karrick Mergo Mbeya. *Contribution à la modélisation de batteries lithium ion : optimisation des charges rapides par rapport à la réaction de dépôt de lithium métal*. Thèse de doctorat, Université de Technologie de Compiègne, 2021. (Cité en pages 44 et 90.)
- [Michelini 2023] Emanuele Michelini, Patrick Höschle, Florian Ratz et al. *Potential and Most Promising Second-Life Applications for Automotive Lithium-Ion Batteries Considering Technical, Economic and Legal Aspects*. 2023, Energies, vol. 16, no. 6, p. 2830, 2023. doi:10.3390/en16062830. (Cité en pages 126 et 139.)
- [Mingant 2021] Rémy Mingant, Martin Petit, Sofiane Belaid et al. *Data-driven model development to predict the aging of a Li-ion battery pack in electric vehicles representative conditions*. 2021, Journal of Energy Storage, vol. 39, p. 102592, 2021. doi:10.1016/j.est.2021.102592. (Cité en page 44.)
- [Mob-Energy 2021] Mob-Energy. *Mob-Energy*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2021. (Cité en page 24.)
- [Mohr 2020] Marit Mohr, Jens F Peters, Manuel Baumann et al. *Toward a cell-chemistry specific life cycle assessment of lithium-ion battery recycling processes*. 2020, J. Ind. Ecol., vol. 24, no. 6, p. 1310–1322, 2020. doi:10.1111/jiec.13021. (Cité en page 33.)
- [Montes 2022] Tomás Montes, Maite Etxandi-Santolaya, Josh Eichman et al. *Procedure for Assessing the Suitability of Battery Second Life Applications after EV First Life*. 2022, Batteries, vol. 8, no. 9, 2022. doi:10.3390/batteries8090122. (Cité en page 126.)
- [MTC 2015] MTC. *Stratégie Nationale Bas-Carbone*. Rapport technique, Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, 2015. (Cité en page 5.)
- [MTC 2022] MTC. *Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC)*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2022. (Cité en page 5.)
- [MTE 2023a] MTE. *Arrêté relatif à la méthodologie de calcul du score environnemental*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 18.)
- [MTE 2023b] MTE. *Décret n° 2023-930*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 18.)
- [MTE 2023c] MTE. *Mon leasing électrique*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 18.)
- [MTECT 2020] MTECT. *Estimation de l'empreinte carbone de 1995 à 2019*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2020. (Cité en page 4.)

- [MTES 2022] MTES. *Se déplacer en voiture : seul, à plusieurs ou en covoiturage ?* Rapport technique, Ministère de la transition écologique et solidaire, 2022. (Cité en pages 12 et 21.)
- [Mudd 2008] Gavin M Mudd. *Sustainability reporting and water resources : a preliminary assessment of embodied water and sustainable mining.* 2008, *Mine Water Environ.*, vol. 27, p. 136–144, 2008. doi:10.1007/s10230-008-0037-5. (Cité en page 15.)
- [Narula 2011] Chaitanya Narula, Rocio Martinez, Omer Onar et al. *Final report economic analysis of deploying used batteries in power systems.* 2011, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, 2011. (Cité en page 125.)
- [Nassar 2015] Nedal T Nassar, Thomas E Graedel et EM Harper. *By-product metals are technologically essential but have problematic supply.* 2015, *Sci. Adv.*, vol. 1, no. 3, p. e1400180, 2015. doi:10.1126/sciadv.1400180. (Cité en page 14.)
- [Nasser 2021] Olimpia A Nasser et Martina Petranikova. *Review of achieved purities after li-ion batteries hydrometallurgical treatment and impurities effects on the cathode performance.* 2021, *Batteries*, vol. 7, no. 3, p. 60, 2021. doi:10.3390/batteries7030060. (Cité en page 34.)
- [NationalGrid 2018] NationalGrid. *Annual Report and Accounts 2017/2018.* Rapport technique, NationalGrid, 2018. (Cité en page 25.)
- [Neubauer 2015] Jeremy Neubauer, Kandler Smith, Eric Wood et al. *Identifying and Overcoming Critical Barriers to Widespread Second Use of PEV Batteries.* 2015, 2015. doi:10.2172/1171780. (Cité en pages 36 et 38.)
- [Nikolian 2018] Alexandros Nikolian, Joris Jaguemont, Joris De Hoog et al. *Complete cell-level lithium-ion electrical ECM model for different chemistries and temperatures – Optimized modelling techniques.* 2018, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 98, p. 133–146, 2018. doi:10.1016/j.ijepes.2017.11.031. (Cité en page 148.)
- [NégaWatt 2022] NégaWatt. *Synthèse du scénario négaWatt 2022.* Rapport technique, NégaWatt, 2022. (Cité en page 5.)
- [Omariba 2019] Zachary Bosire Omariba, Lijun Zhang et Dongbai Sun. *Review of battery cell balancing methodologies for optimizing battery pack performance in electric vehicles.* 2019, *IEEE Access*, vol. 7, p. 129335–129352, 2019. doi:10.1109/ACCESS.2019.2940090. (Cité en page 135.)
- [Patil 2023] Tejas-Dilipsing Patil, Emmanuel Vinot, Simone Ehrenberger et al. *Sensitivity Analysis of Battery Aging for Model-Based PHEV Use Scenarios.* 2023, *Energies*, vol. 16, no. 4, p. 1749, 2023. doi:10.3390/en16041749. (Cité en page 6.)
- [Patry 2014] Gaëtan Patry. *Clés de progrès technico-économiques des batteries lithium-ion pour la traction automobile.* Thèse de doctorat, Ecole nationale supérieure d'arts et métiers, 2014. (Cité en page 18.)
- [Paul 2013] Sebastian Paul, Christian Diegelmann, Herbert Kabza et al. *Analysis of ageing inhomogeneities in lithium-ion battery systems.* 2013, *J. Power Sources*, vol. 239, p. 642–650, 2013. doi:10.1016/j.jpowsour.2013.01.068. (Cité en page 94.)
- [Paw 2023] Yew Chai Paw et Elisa Yun Mei Ang. *Battery cycle life assessment for a lift+ cruise electric vertical takeoff and landing transporter drone.* 2023, *Journal of Energy Storage*, vol. 66, p. 107493, 2023. doi:10.1016/j.est.2023.107493. (Cité en pages 92 et 139.)
- [Pelosi 2023] Dario Pelosi, Michela Longo, Dario Zaninelli et al. *Experimental Investigation of Fast-Charging Effect on Aging of Electric Vehicle Li- Ion Batteries.* 2023, *Energies*, vol. 16, no. 18, p. 6673, 2023. doi:10.3390/en16186673. (Cité en page 51.)
- [Peschoux 2023] Thibaut Peschoux. *Vers une construction rationnelle des campagnes d'essais de vieillissement accéléré des batteries.* Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2023. (Cité en pages 49, 92 et 93.)
- [Petavratzi 2021] Evi Petavratzi et Pierre Josso. *Global material flows of lithium for the lithium-ion and lithium iron phosphate battery markets.* 2021, 2021. (Cité en page 16.)

- [Pierre Blackburn 2023] Brigitte Blais Pierre Blackburn. *Le Regroupement des Conseils régionaux en environnement du Québec*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 5.)
- [Pilatowicz 2015] Grzegorz Pilatowicz, Andrea Marongiu, Julia Drillkens et al. *A critical overview of definitions and determination techniques of the internal resistance using lithium-ion, lead-acid, nickel metal-hydride batteries and electrochemical double-layer capacitors as examples*. 2015, J. Power Sources, vol. 296, p. 365–376, 2015. doi:10.1016/j.jpowsour.2015.07.073. (Cité en page 46.)
- [Plötz 2017] Patrick Plötz, Niklas Jakobsson et Frances Sprei. *On the distribution of individual daily driving distances*. 2017, Transportation research part B : methodological, vol. 101, p. 213–227, 2017. doi:10.1016/j.trb.2017.04.008. (Cité en page 141.)
- [Podias 2018] Andreas Podias, Andreas Pfrang, Franco Di Persio et al. *Sustainability Assessment of Second Use Applications of Automotive Batteries : Ageing of Li-Ion Battery Cells in Automotive and Grid-Scale Applications*. 2018, World Electric Vehicle Journal, vol. 9, no. 2, 2018. doi:10.3390/wevj9020024. (Cité en page 36.)
- [Polat 2023] Hakan Polat, Farzad Hosseinabadi, Md Mahamudul Hasan et al. *A Review of DC Fast Chargers with BESS for Electric Vehicles : Topology, Battery, Reliability Oriented Control and Cooling Perspectives*. 2023, Batteries, vol. 9, no. 2, p. 121, 2023. doi:10.3390/batteries9020121. (Cité en page 25.)
- [Project 2022] The Shift Project. *Plan de transformation de l'économie française*. Rapport technique, The Shift Project, 2022. (Cité en page 5.)
- [Pulido-Sánchez 2022] Daniel Pulido-Sánchez, Iñigo Capellán-Pérez, Carlos de Castro et al. *Material and energy requirements of transport electrification*. 2022, Energy & Environmental Science, vol. 15, no. 12, p. 4872–4910, 2022. doi:10.1039/d2ee00802e. (Cité en page 24.)
- [PushEV 2018] PushEV. *Samsung SDI 94Ah battery cell full specifications*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2018. (Cité en pages 53, 54, 60, 61, 62, 97, 135, 137, 138 et 151.)
- [Quelin 2022] Aurélien Quelin. *Microstockage électrique pour microrobotique à énergie embarquée*. Thèse de doctorat, Université de Technologie de Compiègne, 2022. (Cité en pages 44 et 46.)
- [Quelin 2023] Aurélien Quelin et Nicolas Damay. *Coupling electrical parameters of a battery equivalent circuit model to electrodes dimensions*. 2023, J. Power Sources, vol. 561, p. 232690, 2023. doi:10.1016/j.jpowsour.2023.232690. (Cité en page 159.)
- [Quinard 2019] Honorat Quinard, Eduardo Redondo-Iglesias, Serge Pelissier et al. *Fast electrical characterizations of high-energy second life lithium-ion batteries for embedded and stationary applications*. 2019, Batteries, vol. 5, no. 1, p. 33, 2019. doi:10.3390/batteries5010033. (Cité en pages 42, 51 et 73.)
- [Rabab 2023] Houssam Rabab, Nicolas Damay, Christophe Forgez et al. *Equivalent Circuit Model For Sodium-Ion Batteries With Physical-Based Representations Of Their Non-Linearities*. In IEEE VPPC 2023, Milan, Italy, 2023. (Cité en page 44.)
- [Rabette 2022] Clément Rabette. *Determination of the transport properties of liquid electrolytes for lithium-ion batteries using a multi-electrode electrochemical cell*. Thèse de doctorat, Université de Picardie Jules Verne, 2022. (Cité en page 49.)
- [Ramirez-Meyers 2023] Katrina Ramirez-Meyers, Barry Rawn et Jay F Whitacre. *A statistical assessment of the state-of-health of LiFePO₄ cells harvested from a hybrid-electric vehicle battery pack*. 2023, Journal of Energy Storage, vol. 59, p. 106472, 2023. doi:10.1016/j.est.2022.106472. (Cité en pages 51 et 167.)
- [Raynal 2022] Adeline Raynal. *Recyclage -Le pot de yaourt plus simple à jeter qu'à recycler*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2022. (Cité en page 33.)
- [Rechkemmer 2020] Sabrina Rechkemmer, Xiaoyun Zang, Weimin Zhang et al. *Calendar and cycle aging study of a commercial LiMn₂O₄ cell under consideration of influences by cell progress*. 2020, Journal of Energy Storage, vol. 30, p. 101547, 2020. doi:10.1016/j.est.2020.101547. (Cité en page 51.)

- [Redondo-Iglesias 2016] Eduardo Redondo-Iglesias, Pascal Venet et Serge Pelissier. *Measuring reversible and irreversible capacity losses on lithium-ion batteries*. In IEE VPPC, p. 1–5, Hangzhou, China, 2016. IEEE. doi:10.1109/VPPC.2016.7791723. (Cité en page 44.)
- [Redondo-Iglesias 2017] Eduardo Redondo-Iglesias. *Étude du vieillissement des batteries lithium-ion dans les applications : combinaison des effets de vieillissement calendaire et de cyclage*. Thèse de doctorat, Université Claude Bernard Lyon 1, 2017. (Cité en pages 42, 46, 90, 91, 92, 93, 129 et 147.)
- [Redondo-Iglesias 2018] Eduardo Redondo-Iglesias, Pascal Venet et Serge Pelissier. *Global Model for Self-Discharge and Capacity Fade in Lithium-Ion Batteries Based on the Generalized Eyring Relationship*. 2018, IEEE Transactions on Vehicular Technology, vol. 67, no. 1, p. 104–113, 2018. doi:10.1109/TVT.2017.2751218. (Cité en page 135.)
- [Redondo-Iglesias 2019a] Eduardo Redondo-Iglesias, Pascal Venet et Serge Pelissier. *Efficiency Degradation Model of Lithium-Ion Batteries for Electric Vehicles*. 2019, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 2, p. 1932–1940, 2019. doi:10.1109/TIA.2018.2877166. (Cité en page 63.)
- [Redondo-Iglesias 2019b] Eduardo Redondo-Iglesias, Emmanuel Vinot, Pascal Venet et al. *Electric vehicle range and battery lifetime : a trade-off*. In EVS32, Lyon, France, 2019. (Cité en page 164.)
- [Redondo-Iglesias 2022] Eduardo Redondo-Iglesias et Serge Pelissier. *On the Efficiency of LFP Lithium-ion Batteries*. In 2022 Second International Conference on Sustainable Mobility Applications, Renewables and Technology (SMART), p. 1–5, Cassino, Italy, 2022. doi:10.1109/SMART55236.2022.9990093. (Cité en page 63.)
- [Redondo-Iglesias 2023] Eduardo Redondo-Iglesias, Marwan Hassini, Pascal Venet et al. *DATTES : Data analysis tools for tests on energy storage*. 2023, SoftwareX, vol. 24, p. 101584, 2023. doi:10.1016/j.softx.2023.101584. (Cité en pages 55, 100 et 149.)
- [Reinhardt 2016] Robert Reinhardt, Beatriz Amante García, Lluc Canals Casals et al. *Critical evaluation of European Union legislation on the second use of degraded traction batteries*. In EEM, p. 1–5, Porto, Portugal, 2016. doi:10.1109/EEM.2016.7521207. (Cité en page 36.)
- [Renault 2020a] Groupe Renault. *Le groupe Renault crée à Flins la première usine européenne dédiée à l'économie circulaire de la mobilité*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2020. (Cité en page 37.)
- [Renault 2020b] Groupe Renault. *A second life for batteries : from energy usage to industrial storage*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2020. (Cité en page 36.)
- [Riviere 2015] Elie Riviere, Pascal Venet, Ali Sari et al. *LiFePO₄ Battery State of Health Online Estimation Using Electric Vehicle Embedded Incremental Capacity Analysis*. In IEEE VPPC, p. 1–6, Montreal, QC, Canada, 2015. doi:10.1109/VPPC.2015.7352972. (Cité en page 48.)
- [Riviere 2016] Elie Riviere. *Détermination in-situ de l'état de santé de batteries lithium-ion pour un véhicule électrique*. Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2016. (Cité en page 49.)
- [Rocheft 2023] Claire Rocheft, Pascal Venet, Guy Clerc et al. *Ageing metallized polypropylene film capacitors laws confronted with the phenomenon of corrosion*. 2023, Microelectron. Reliab., vol. 150, p. 115174, 2023. doi:10.1016/j.microrel.2023.115174. (Cité en page 209.)
- [Rohr 2017] Stephan Rohr, Stefan Müller, Michael Baumann et al. *Quantifying Uncertainties in Reusing Lithium-Ion Batteries from Electric Vehicles*. 2017, Procedia Manufacturing, vol. 8, p. 603–610, 2017. doi:10.1016/j.promfg.2017.02.077. (Cité en page 38.)
- [RTE 2022] RTE. *Futurs Énergétiques 2050*. Rapport technique, RTE, 2022. (Cité en pages 37 et 125.)
- [RTE 2023] RTE. *Visualisez les données publiées par RTE*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en pages 25 et 206.)
- [Rumpf 2017] Katharina Rumpf, Maik Naumann et Andreas Jossen. *Experimental investigation of parametric cell-to-cell variation and correlation based on 1100 commercial lithium-ion cells*. 2017, Journal of Energy Storage, vol. 14, p. 224–243, 2017. doi:10.1149/2.0111811jes. (Cité en pages 73, 94 et 209.)

- [Saboori 2021] Hedayat Saboori, Shahram Jadid et Mehdi Savaghebi. *Optimal Management of Mobile Battery Energy Storage as a Self-Driving, Self-Powered and Movable Charging Station to Promote Electric Vehicle Adoption*. 2021, *Energies*, vol. 14, no. 3, p. 736, 2021. doi:10.3390/en14030736. (Cité en page 159.)
- [Saha 2007] B. Saha et K. Goebel NASA Ames Prognostics Data Repository. *Battery Data Set*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2007. (Cité en page 147.)
- [Sathre 2015] Roger Sathre, Corinne D Scown, Olga Kavvada et al. *Energy and climate effects of second-life use of electric vehicle batteries in California through 2050*. 2015, *J. Power Sources*, vol. 288, p. 82–91, 2015. doi:10.1016/j.jpowsour.2015.04.097. (Cité en pages 93 et 95.)
- [Saurabh 2014] Saxena Saurabh, Xing Yinjiao, Kwon Daeil et Pecht Michael. *CALCE Battery Data Archive*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2014. (Cité en page 43.)
- [Saxena 2015] Samveg Saxena, Caroline Le Floch, Jason MacDonald et al. *Quantifying EV battery end-of-life through analysis of travel needs with vehicle powertrain models*. 2015, *J. Power Sources*, vol. 282, p. 265–276, 2015. doi:10.1016/j.jpowsour.2015.01.072. (Cité en page 35.)
- [Schaltz 2019] Erik Schaltz, Daniel-Ioan Stroe, Kjeld N rregaard et al. *Partial Charging Method for Lithium-Ion Battery State-of-Health Estimation*. In EVER, p. 1–5, Monte Carlo, Monaco, 2019. doi:10.1109/EVER.2019.8813645. (Cité en page 81.)
- [Schmid 2019] Alexander Uwe Schmid, Moritz Kurka et Kai Peter Birke. *Reproducibility of Li-ion cell reassembling processes and their influence on coin cell aging*. 2019, *Journal of Energy Storage*, vol. 24, p. 100732, 2019. doi:10.1016/j.est.2019.04.006. (Cité en pages 54, 96 et 137.)
- [Schmidt 2019] Oliver Schmidt, Sylvain Melchior, Adam Hawkes et al. *Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies*. 2019, *Joule*, vol. 3, no. 1, p. 81–100, 2019. doi:10.1016/j.joule.2018.12.008. (Cité en page 51.)
- [Schuster 2015] Simon F Schuster, Martin J Brand, Philipp Berg et al. *Lithium-ion cell-to-cell variation during battery electric vehicle operation*. 2015, *J. Power Sources*, vol. 297, p. 242–251, 2015. doi:10.1016/j.jpowsour.2015.08.001. (Cité en pages 52, 73, 78, 94, 136 et 209.)
- [Schuster 2016] Simon Schuster. *Reuse of Automotive Lithium-Ion Batteries : An Assessment from the Cell Aging Perspective*. Thèse de doctorat, Technische Universität München, 2016. (Cité en pages 167 et 209.)
- [SDI 2016] SAMSUNG SDI. *Fiche de données de sécurité*. Rapport technique, SAMSUNG SDI, 2016. (Cité en page 137.)
- [Seaman 2014] Aden Seaman, Thanh-Son Dao et John McPhee. *A survey of mathematics-based equivalent-circuit and electrochemical battery models for hybrid and electric vehicle simulation*. 2014, *J. Power Sources*, vol. 256, p. 410–423, 2014. doi:10.1016/j.jpowsour.2014.01.057. (Cité en page 148.)
- [Seger 2022a] Pedro VH Seger. *Modélisation sous Incertitudes et Management énergétique de Batteries Li-Ion de Seconde Vie*. Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2022. (Cité en pages 35 et 125.)
- [Seger 2022b] Pedro VH Seger, Eddy Coron, Pierre-Xavier Thivel et al. *Open data model parameterization of a second-life Li-ion battery*. 2022, *Journal of Energy Storage*, vol. 47, p. 103546, 2022. doi:10.1016/j.est.2021.103546. (Cité en page 159.)
- [Seger 2022c] Pedro VH Seger, Pierre-Xavier Thivel et Delphine Riu. *A second life Li-ion battery ageing model with uncertainties : From cell to pack analysis*. 2022, *J. Power Sources*, vol. 541, p. 231663, 2022. doi:10.2139/ssrn.4073396. (Cité en pages 52 et 95.)
- [Seong 2018] Won Mo Seong, Kyu-Young Park et Myeong Hwan et al. Lee. *Abnormal self-discharge in lithium-ion batteries*. 2018, *Energy & Environmental Science*, vol. 11, no. 4, p. 970–978, 2018. doi:10.1039/C8EE00186C. (Cité en page 135.)
- [Severson 2019] Severson. *Data-driven prediction of battery cycle life before capacity degradation*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2019. (Cité en page 147.)

- [Shahrooei 2020] Abolfazl Shahrooei. *Comparison of Open Datasets for Lithium-ion Battery Testing*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2020. (Cité en page 147.)
- [She 2021] Chengqi She, Lei Zhang, Zhenpo Wang et al. *Battery state of health estimation based on incremental capacity analysis method : Synthesizing from cell-level test to real-world application*. 2021, IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2021. doi:10.1109/JESTPE.2021.3112754. (Cité en page 51.)
- [Shili 2016] Seima Shili. *Contrôle des circuits d'équilibrage des systèmes de stockage d'énergie (supercondensateurs) en vue d'estimer et d'améliorer leur durée de vie*. Thèse de doctorat, Université Claude Bernard Lyon 1, 2016. (Cité en page 49.)
- [Shili 2017] Seima Shili, Alaa Hijazi, Ali Sari et al. *Balancing Circuit New Control for Supercapacitor Storage System Lifetime Maximization*. 2017, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, no. 6, p. 4939–4948, 2017. doi:10.1109/tpel.2016.2602393. (Cité en page 148.)
- [Steinstraeter 2020] Matthias Steinstraeter, Marcel Lewke, Johannes Buberger et al. *Range Extension via Electrothermal Recuperation*. 2020, World Electric Vehicle Journal, vol. 11, no. 2, p. 41, 2020. doi:10.3390/wevj11020041. (Cité en page 92.)
- [Stewart 2020] Alex G Stewart. *Mining is bad for health : a voyage of discovery*. 2020, Environ. Geochem. Health, vol. 42, no. 4, p. 1153–1165, 2020. doi:10.1007/s10653-019-00367-7. (Cité en page 16.)
- [Stratégies 2019] Coda Stratégies. *Rapport sur les infrastructures de recharge pour véhicules électriques : état des lieux et pistes pour accélérer leur déploiement*. Rapport, Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire, 2019. (Cité en page 23.)
- [Su 2022] Yina Su et Dewen Hu. *Global dynamics and reflections on critical minerals*. In ESAT, 352, p. 03045, Graz, Austria, 2022. EDP Sciences. doi:10.1051/e3sconf/202235203045. (Cité en page 11.)
- [Sufyan 2019] Muhammad Sufyan, Nasrudin Abd Rahim, Muhammad Mohsin Aman et al. *Sizing and applications of battery energy storage technologies in smart grid system : A review*. 02 2019, Journal of Renewable and Sustainable Energy, vol. 11, no. 1, p. 014105, 02 2019. doi:10.1063/1.5063866. (Cité en page 134.)
- [Sun 2014] Fengchun Sun, Rui Xiong et Hongwen He. *Estimation of state-of-charge and state-of-power capability of lithium-ion battery considering varying health conditions*. 2014, Journal of Power Sources, vol. 259, p. 166–176, 2014. doi:10.1016/j.jpowsour.2014.02.095. (Cité en page 134.)
- [Sun 2020] Li Sun, Guanru Li et Fengqi You. *Combined internal resistance and state-of-charge estimation of lithium-ion battery based on extended state observer*. 2020, Renewable Sustainable Energy Rev., vol. 131, p. 109994, 2020. doi:10.1016/j.rser.2020.109994. (Cité en page 148.)
- [Sun 2022a] Huiqin Sun, Wei Liu, Zhichao Du et al. *Quick Evaluation of the State-of-Health of Spent Lithium-Ion Battery Modules*. 2022, Int. J. Electrochem. Sci., vol. 17, no. 3, p. 220318, 2022. doi:10.20964/2022.03.40. (Cité en pages 51, 95, 119 et 121.)
- [Sun 2022b] Huiqin Sun, Xiankui Wen, Wei Liu et al. *State-of-health estimation of retired lithium-ion battery module aged at 1C-rate*. 2022, Journal of Energy Storage, vol. 50, p. 104618, 2022. doi:10.1016/j.est.2022.104618. (Cité en pages 95, 119 et 121.)
- [Sun 2023] Yukun Sun, Yuebo Yuan, Yao Lu et al. *Life-cycle evolution and failure mechanisms of metal-contaminant defects in lithium-ion batteries*. 2023, J. Power Sources, vol. 557, p. 232591, 2023. doi:10.1016/j.jpowsour.2022.232591. (Cité en page 15.)
- [SystExt 2021] SystExt. *Controverses minières - Volet 1*. Rapport technique, SystExt, 2021. (Cité en pages 13, 15, 19 et 39.)
- [SystExt 2022] SystExt. *Controverses minières - Volet 2 Tome 1*. Rapport technique, SystExt, 2022. (Cité en page 13.)
- [SystExt 2023] SystExt. *Controverses minières - Volet 2 Tome 2*. Rapport technique, SystExt, 2023. (Cité en pages 17, 19 et 39.)

- [Tabusse 2021] Romain Tabusse, Daniela Chrenko, Samir Jemei et al. *Characterizing aging of lithium-ion batteries during long-term test campaigns for transport applications*. In EVER, p. 1–7, Monte Carlo, Monaco, 2021. IEEE. doi:10.1109/EVER52347.2021.9456604. (Cité en page 42.)
- [Tabusse 2023] Romain Tabusse. *Accélération et caractérisation du vieillissement pour l'étude des batteries des véhicules électriques en première vie*. Thèse de doctorat, Université Bourgogne-Franche-Comté, 2023. (Cité en pages 51 et 92.)
- [Taibi 2019] Souad Taibi. *Soutenabilité forte : du concept à l'opérationnalisation Cas d'une entreprise stratégiquement militante*. Thèse de doctorat, Université Bretagne Loire, 2019. (Cité en page 4.)
- [Tecchio 2017] Silvia Bobba ; Andreas Podias ; Franco Di Persio ; Maarten Messagie ; Paolo Tecchio. *Sustainability Assessment of Second Life Application of Automotive Batteries (SASLAB)*. Rapport technique, European commission, 2017. (Cité en page 51.)
- [Tepe 2023] Benedikt Tepe, Sammy Jablonski, Holger Hesse et Andreas Jossen. *Lithium-ion battery utilization in various modes of e-transportation*. 2023, eTransportation, vol. 18, p. 100274, 2023. doi:10.1016/j.etrans.2023.100274. (Cité en pages 125 et 140.)
- [TI 2024] TI. Coproduit : définition et propriétés, 2024. (Cité en page 177.)
- [Tran 2021] Manh-Kien Tran, Andre DaCosta, Anosh Mevawalla et al. *Comparative Study of Equivalent Circuit Models Performance in Four Common Lithium-Ion Batteries : LFP, NMC, LMO, NCA*. Juillet 2021, Batteries, vol. 7, no. 3, p. 51, Juillet 2021. doi:10.3390/batteries7030051. (Cité en page 148.)
- [Tran 2023] Minh Tran, Jussi Sihvo et Tomi Roinila. *Internal Impedance in Determining Usability of Used Lithium-Ion Batteries in Second-Life Applications*. 2023, IEEE Transactions on Industry Applications, 2023. doi:10.1109/TIA.2023.3280466. (Cité en pages 95, 119 et 120.)
- [UFE 2023] UFE. *Déploiement des bornes de recharge en France*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 22.)
- [UICN 2021] UICN. *067 - Réduire les impacts de l'industrie minière sur la biodiversité*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2021. (Cité en page 16.)
- [UNESCO 2021] UNESCO. *L'UNESCO et les objectifs de développement durable*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2021. (Cité en page 3.)
- [Union Européenne 2006] Union Européenne. *Directive 2006/66/CE du parlement européen et du conseil du 6 septembre 2006 relative aux piles et accumulateurs ainsi qu'aux déchets de piles et d'accumulateurs et abrogeant la directive 91/157/CE*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2006. (Cité en page 27.)
- [Union Européenne 2008] Union Européenne. *Directive 2008/98/CE du parlement européen et du conseil du 19 November 2008 relative aux déchets et abrogeant certaines directives*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2008. (Cité en pages 31 et 35.)
- [Union Européenne 2014] Union Européenne. *Directive 2014/94/EU du parlement européen et du conseil du 22 Octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2014. (Cité en page 22.)
- [Union Européenne 2023] Union Européenne. *Règlement du parlement européen et du conseil relatif aux batteries et aux déchets de batteries, modifiant la directive 2008/98/CE et le règlement (UE) 2019/1020, et abrogeant la directive 2006/66/CE*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en pages 30, 31, 36, 126 et 143.)
- [Uotila 2020] Tiia Uotila. *Second-life use of electric vehicle batteries*. Thèse de doctorat, Tampere University, 2020. (Cité en page 38.)
- [USDOE 1997] USDOE. *PNGV battery test manual*. Rapport technique, USDOE, 7 1997. doi:10.2172/578702. (Cité en page 132.)
- [Valenta 2019] Rick Valenta, Deanna Kemp, John Owen et al. *Re-thinking complex ore bodies : Consequences for the future world supply of copper*. 2019, J. Cleaner Prod., vol. 220, p. 816–826, 2019. doi:10.1016/j.jclepro.2019.02.146. (Cité en page 17.)

- [Van Der Voet 2013] Ester Van Der Voet, Reijo Salminen, Matthew Eckelman et al. Environmental challenges of anthropogenic metals flows and cycles. United Nations Environment Programme, France, 2013. (Cité en page 17.)
- [Vattenfall 2017] Vattenfall. *Vattenfall and BMW Group conclude supply contract for batteries*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], Mars 2017. (Cité en page 36.)
- [Vendrame 2022] Fernanda Vendrame, Nicolas Damay, Houssam Rabab et al. *Influence of aging on SEI and charge transfer resistances and their dependence on current and temperature for a Li-ion NCA+ NMC/graphite cell*. In Electrimacs, Nancy, France, 2022. (Cité en pages 44 et 46.)
- [Vidal 2018a] Olivier Vidal. *Matières premières et énergie*. 2018. (Cité en pages 15, 18 et 19.)
- [Vidal 2018b] Olivier Vidal. *Ressources minérales, progrès technologique et croissance*. 2018, Temporalités. Revue de sciences sociales et humaines, no. 28, 2018. doi:10.4000/temporalites.5677. (Cité en page 17.)
- [Viel 2023] Dominique Viel. *Terres rares : quels enjeux pour la France et l'Europe?*, 2023. (Cité en page 18.)
- [Vitols 2018] Kristaps Vitols, Edgars Grinfolgs et Deniss Nikonorovs. *Cell capacity dispersion analysis based battery pack design*. In IEEE AIEEE, p. 1–5, Vilnius, Lithuania, 2018. IEEE. doi:10.1109/aiee.2018.8592012. (Cité en page 167.)
- [Volkswagen 2020] Volkswagen. *The mobile charging robot – Presenting a vision*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2020. (Cité en page 24.)
- [Walden 2021] Joerg Walden, Angelika Steinbrecher et Maroye Marinkovic. *Digital product passports as enabler of the circular economy*. 2021, Chem. Ing. Tech., vol. 93, no. 11, p. 1717–1727, 2021. doi:10.1002/cite.202100121. (Cité en page 126.)
- [Walzel 2016] Bernhard Walzel, Christopher Sturm, Jürgen Fabian et al. *Automated robot-based charging system for electric vehicles*. In ISS, Stuttgart, Germany, 2016. doi:10.1007/978-3-658-13255-2. (Cité en page 24.)
- [Wang 2018] Aiping Wang, Sanket Kadam, Hong Li et al. *Review on modeling of the anode solid electrolyte interphase (SEI) for lithium-ion batteries*. 2018, npj Comput. Mater., vol. 4, no. 1, p. 15, 2018. doi:10.1038/s41524-018-0064-0. (Cité en page 90.)
- [Wang 2023] Cun Wang, Da Lin, Bo Zhao et al. *State estimation and aging mechanism of 2nd life lithium-ion batteries : Non-destructive and postmortem combined analysis*. 2023, Electrochim. Acta, vol. 443, p. 141996, 2023. doi:10.1016/j.electacta.2023.141996. (Cité en pages 80, 95 et 119.)
- [Wen 2023] Xiankui Wen, Jingliang Zhong, Xiang Li et al. *A Fast Estimation Algorithm for State of Health of Lithium-ion Battery Modules Based on Lorenz Plot*. 2023, Electrochemistry, vol. 91, no. 6, p. 067004–067004, 2023. doi:10.5796/electrochemistry.23-00038. (Cité en pages 95 et 119.)
- [Wheeler 2023] William Wheeler. *Éligibilité des éléments de batterie lithium-ion de véhicules électriques pour une réutilisation en seconde vie*. Thèse de doctorat, Université Claude Bernard Lyon 1, 2023. (Cité en pages 42, 95 et 121.)
- [Wieland 2017] Marco Wieland, Sebastian Gerhard et Achim Schmidt. *Model-based Lifetime Analysis of 2nd-life Lithium-Ion Battery Storage Systems for Stationary Applications*. In NEIS, p. 175–181, Wiesbaden, Germany, 2017. doi:10.1007/978-3-658-15029-7. (Cité en page 93.)
- [Wikipedia 2023a] Wikipedia. *Batterie*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 177.)
- [Wikipedia 2023b] Wikipedia. *Puissance*. [En ligne] : URL [Consulté le 08/01/2024], 2023. (Cité en page 179.)
- [Wiktionnaire 2024a] Wiktionnaire. *Retrofit*, 2024. (Cité en page 179.)
- [Wiktionnaire 2024b] Wiktionnaire. *Salar*, 2024. (Cité en page 179.)
- [Williams 2011] Brett Williams et Timothy Lipman. *Analysis of the combined vehicle-and post-vehicle-use value of lithium-ion plug-in-vehicle propulsion batteries*. 2011, University of California. Berkeley, p. 47, 2011. (Cité en page 125.)

- [Xiong 2013] Rui Xiong, Hongwen He et Fengchun et al. Sun. *Model-based state of charge and peak power capability joint estimation of lithium-ion battery in plug-in hybrid electric vehicles*. 2013, Journal of power sources, vol. 229, p. 159–169, 2013. doi:10.1016/j.jpowsour.2012.12.003. (Cité en page 134.)
- [Xiong 2020a] Rui Xiong, Yue Pan, Weixiang Shen et al. *Lithium-ion battery aging mechanisms and diagnosis method for automotive applications : Recent advances and perspectives*. 2020, Renewable Sustainable Energy Rev., vol. 131, p. 110048, 2020. doi:10.1016/j.rser.2020.110048. (Cité en pages 48 et 90.)
- [Xiong 2020b] Wei Xiong, Yimin Mo et Cong Yan. *Online state-of-health estimation for second-use lithium-ion batteries based on weighted least squares support vector machine*. 2020, IEEE Access, vol. 9, p. 1870–1881, 2020. doi:10.1109/ACCESS.2020.3026552. (Cité en page 51.)
- [Xu 2019] Xiaolong Xu, Jifu Mi, Maosong Fan et al. *Study on the performance evaluation and echelon utilization of retired LiFePO₄ power battery for smart grid*. 2019, J. Cleaner Prod., vol. 213, p. 1080–1086, 2019. doi:10.1016/j.jclepro.2018.12.262. (Cité en pages 73, 95, 119 et 136.)
- [Xu 2020] Chengjian Xu, Qiang Dai, Linda Gaines et al. *Future material demand for automotive lithium-based batteries*. 2020, Communications Materials, vol. 1, no. 1, p. 99, 2020. doi:10.1038/s43246-020-00095-x. (Cité en pages 12 et 18.)
- [Yang 2020] Jingxi Yang, Dani Strickland et Mina Abedi-Varnosfaderani. *Comparison of Different Battery Balancing Methods for use with Second Life Batteries*. In ICRERA, p. 112–117, Glasgow, UK, 2020. doi:10.1109/ICRERA49962.2020.9242912. (Cité en page 135.)
- [Yang 2023] Sijia Yang, Caiping Zhang, Jiuchun Jiang et al. *Fast screening of lithium-ion batteries for second use with pack-level testing and machine learning*. 2023, eTransportation, vol. 17, p. 100255, 2023. doi:10.1016/j.etrans.2023.100255. (Cité en page 51.)
- [Zhang 2020a] Ruihan Zhang, Zifei Meng, Xiaotu Ma et al. *Understanding fundamental effects of Cu impurity in different forms for recovered LiNiO. 6Co0. 2Mn0. 2O2 cathode materials*. 2020, Nano Energy, vol. 78, p. 105214, 2020. doi:10.1016/j.nanoen.2020.105214. (Cité en pages 15 et 34.)
- [Zhang 2020b] Ying Zhang, Zhongkai Zhou, Yongzhe Kang et al. *A quick screening approach based on fuzzy C-means algorithm for the second usage of retired lithium-ion batteries*. 2020, IEEE Transactions on Transportation Electrification, vol. 7, no. 2, p. 474–484, 2020. doi:10.1109/TTE.2020.3032289. (Cité en pages 51, 73, 121 et 136.)
- [Zhang 2020c] Youlang Zhang, Yan Li, Yibin Tao et al. *Performance assessment of retired EV battery modules for echelon use*. 2020, Energy, 2020. doi:10.1016/j.energy.2019.116555. (Cité en pages 95, 119 et 121.)
- [Zhang 2021a] Qichao Zhang, Xinzhou Li, Zhichao Du et al. *Aging performance characterization and state-of-health assessment of retired lithium-ion battery modules*. 2021, Journal of Energy Storage, vol. 40, p. 102743, 2021. doi:10.1016/j.est.2021.102743. (Cité en page 51.)
- [Zhang 2021b] Qichao Zhang, Xue Li, Chun Zhou et al. *State-of-health estimation of batteries in an energy storage system based on the actual operating parameters*. 2021, J. Power Sources, vol. 506, p. 230162, 2021. doi:10.1016/j.jpowsour.2021.230162. (Cité en page 51.)
- [Zhang 2023] Ya Zhang, Yongxiang Cai, Wei Liu et al. *State of health estimation of lithium-ion batteries based on the regional triangle*. 2023, Journal of Energy Storage, vol. 69, p. 107918, 2023. doi:10.1016/j.est.2023.107918. (Cité en pages 51, 95, 119 et 120.)
- [Zheng 2016] Fangdan Zheng, Yinjiao Xing, Jiuchun Jiang et al. *Influence of different open circuit voltage tests on state of charge online estimation for lithium-ion batteries*. 2016, Appl. Energy, vol. 183, p. 513–525, 2016. doi:10.1016/j.apenergy.2016.09.010. (Cité en page 47.)
- [Zhou 2020] Zhongkai Zhou, Bin Duan, Yongzhe Kang et al. *An efficient screening method for retired lithium-ion batteries based on support vector machine*. 2020, J. Cleaner Prod., vol. 267, p. 121882, 2020. doi:10.1016/j.jclepro.2020.121882. (Cité en pages 51, 73 et 136.)

Informations complémentaires sur les essais réalisés

Cette annexe présente une synthèse des essais expérimentaux réalisés au cours de la thèse, une estimation de l'impact environnemental des essais réalisés et quelques éléments permettant de montrer la reproductibilité des essais.

Synthèse des essais réalisés

Au cours des trois années de ce travail de recherche, 118 tests de caractérisations ont été réalisés. Le tableau A.1 présente les différents types de test réalisés.

TABLEAU A.1 – Tests réalisés au cours de la thèse.

Température	Caractérisation partielle	Caractérisation complète
0 °C		1
25 °C	67	49
40 °C		1

La caractérisation partielle est décrite par la figure 3.10. Ce test a été utilisé pour la caractérisation régulière des campagnes de vieillissement présenté dans le chapitre 3. La caractérisation complète est décrite par la figure 2.8. Ce test a été utilisé dans le chapitre 2 pour présenter la dispersion des performances des cellules, dans le chapitre 4 pour remplir un passeport de la batterie et dans le chapitre 4 pour modéliser le comportement électrique des cellules.

Estimation du coût des essais

Les campagnes d'essais sur les batteries sont coûteuses du point de vue du temps des expérimentations mais également du point de vue du coût des équipements et de la consommation électrique et en termes d'impact environnemental.

La fabrication des équipements de test est un poste de dépense particulièrement important. Pour les campagnes de test décrites dans ce manuscrit, deux enceintes climatiques et deux bancs de cyclages coûtant environ 40 000 € chacun ont été utilisés. L'application web GES 1point5 permet d'estimer l'impact environnemental de la production de différents équipements de recherche à partir de leurs prix d'achats [Mariette 2022]. Cet outil open source permet d'estimer que la production de chaque enceinte climatique a émis $15\,600 \pm 7800$ kg Co_{2e} tandis que pour chaque cycleur $11\,200 \pm 5\,600$ kg Co_{2e} ont été émis.

Les expérimentations ont également été longues puisque 67 caractérisations partielles de 19 heures chacun et 51 caractérisations complètes de 80 heures chacune ont été réalisés. La durée totale des essais de caractérisation a donc été de 5353 heures soit 223 jours.

Les mesures de consommation électrique ont permis d'estimer que les enceintes climatiques utilisées consommaient chacune environ 1,5 kWh chaque heure tandis que les cycleurs consommaient chacun 1,05 kWh chaque heure. Sur l'ensemble de la campagne de caractérisation, environ 13,65 MWh ont été consommés. En France en 2022, le coût de l'électricité était d'environ 0,21 €/kWh et de 0,63 kg de

Co_{2e}/kWh. Cette consommation électrique a donc coûté environ 8,6 t de Co_{2e} et 2866 €[RTE 2023].

Ces éléments permettent de donner des ordres de grandeurs du coût que peuvent avoir les expérimentations sur les batteries. Afin de minimiser ces coûts, il est souhaitable de mettre en commun les expérimentations dans le cadre de coopération entre différentes équipes de recherche et de partager les résultats des expérimentations afin de permettre à d'autres chercheurs d'en tirer profit.

Reproductibilité des mesures

Le graphique A.1 présente la variation des mesures de capacités au cours des deux derniers cycles pour les 36 cellules testées.

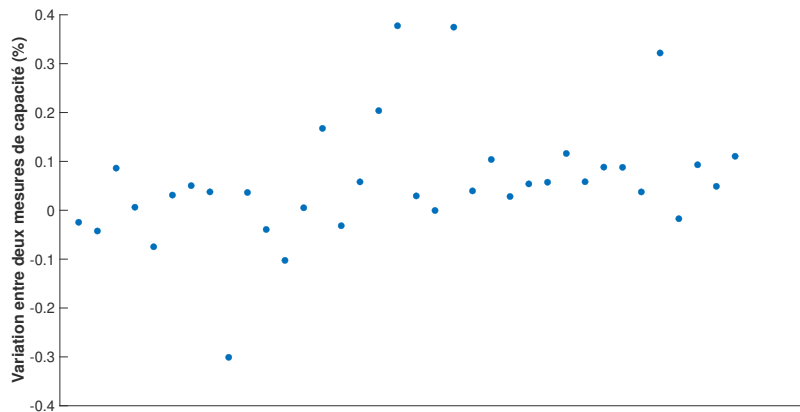


FIGURE A.1 – Variation des mesures de capacités entre les deux derniers cycles

Le graphique montre que la variation entre les deux mesures est toujours inférieure à 0,4 %. Pour vérifier la reproductibilité du montage de la connectique, une procédure en trois étapes a été mise en place. D'abord, une cellule avec une connectique montée a été testée à l'aide d'une spectroscopie d'impédance. Ensuite, la connectique de la cellule a été démontée intégralement puis remontée immédiatement. Finalement, une nouvelle spectroscopie d'impédance dans les mêmes conditions expérimentales a été réalisée. Le graphique A.2 présente la variation des mesures d'impédance avant et après le démontage de la connectique.

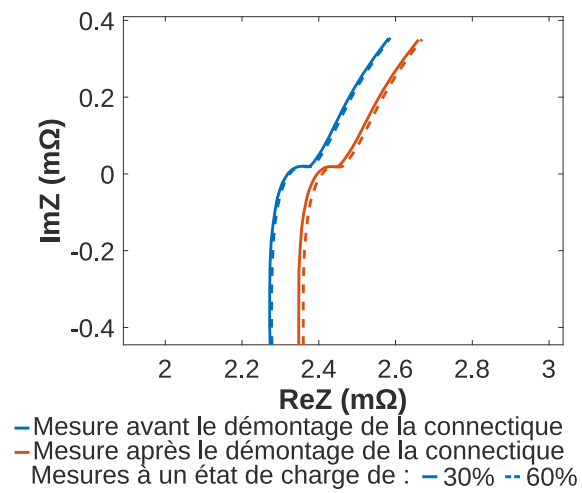


FIGURE A.2 – Impédance des cellules avant et après le démontage de la connectique

Avant le démontage, la résistance ohmique de la résistance était de $2,31 \text{ m}\Omega$. Après le démontage puis remontage, cette résistance a été mesurée à $2,38 \text{ m}\Omega$. La variation de résistance ohmique en raison du montage de la connectique est donc de l'ordre de 3 %.

Outil d'analyse statistique

Cette annexe présente les principaux outils d'analyse utilisés dans ce manuscrit. Les méthodes présentées sont des outils visant à décrire et faciliter l'interprétation de large jeu de données. Deux types de méthodes sont distinguées ici. Les outils d'analyses sur une variable permettent de rendre compte de la répartition des valeurs que peut prendre une variable quantitative tel que la capacité ou l'impédance. Les outils sur deux variables permettent eux d'étudier la relation entre deux variables, pouvant être quantitatives ou qualitatives.

Analyse sur une variable

L'étude de la répartition d'une variable quantitative s'appuie largement sur l'étude de la distribution des valeurs. La distribution d'une variable X peut être définie comme la fonction qui donne la probabilité qu'un élément de X ait une certaine valeur. La distribution normale symétrique aussi appelée gaussienne est la fonction de densité de probabilité de la distribution normale qui s'exprime comme suit :

$$f(x, \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (\text{B.1})$$

avec :

- μ : la valeur moyenne arithmétique de la distribution,
- σ : l'écart-type de la distribution,
- σ^2 : la variance de la distribution.

Cette distribution est généralement utilisée pour décrire la variation des grandeurs caractéristiques de cellules neuves et issues du même lot de production [Rumpf 2017, Baumhöfer 2014]. La distribution de Weibull est une autre distribution dont la fonction de densité de probabilité s'appuie sur deux paramètres β et η . Elle s'exprime ainsi :

$$f(x, \beta, \eta) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{x}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{x}{\eta}\right)^\beta} \quad (\text{B.2})$$

avec :

- β : le paramètre de forme de la distribution,
- η : le paramètre d'échelle de la distribution.

Cette distribution est particulièrement utilisée pour l'analyse de fiabilité, c'est-à-dire pour décrire les probabilités et prédire des défaillances [Schuster 2015, Rochefort 2023].

Analyse sur deux variables

L'analyse statistique sur deux variables s'attache principalement à décrire des niveaux de corrélations. Pour quantifier la corrélation entre deux variables quantitatives X et Y , le coefficient de Pearson est communément utilisé [Barré 2014, Schuster 2016]. Il est décrit ainsi :

$$r_{X,Y} = \frac{cov_{X,Y}}{\sigma_X \sigma_Y} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - x^-)(y_i - y^-)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - x^-)^2 (y_i - y^-)^2}} \quad (\text{B.3})$$

La valeur absolue de ce coefficient peut être interprétée comme suit :

- $|r_{X,Y}| < 0,3$: Absence de corrélation.

- $0,3 \leq |r_{X,Y}| < 0,5$: Corrélation faible.
- $0,5 \leq |r_{X,Y}| < 0,8$: Corrélation moyenne.
- $0,8 \leq |r_{X,Y}| < 1$: Corrélation forte.
- $|r_{X,Y}| = 1$: Corrélation parfaite.

Ce coefficient décrivant le degré de corrélation entre deux variables prendra une valeur négative dans le cadre d'une corrélation négative qui pourrait par exemple être observée si la réduction de la capacité est associée à une augmentation proportionnelle de la résistance. Le calcul du carré de ce coefficient permet également d'attribuer un coefficient de détermination qui peut être interprété ainsi : si $r^2 = 0,8$ alors la variation de X peut s'expliquer à 80 % par la variation de Y.

La corrélation de Spearman est une variante du coefficient de Pearson. Cet outil est particulièrement utile pour détecter la corrélation entre deux variables dont la relation n'est pas affine. Contrairement à la corrélation de Pearson qui est un test paramétrique puisqu'elle s'appuie sur les valeurs mesurées pour calculer le coefficient. La corrélation de Spearman est non-paramétrique donc basée sur le classement des observations. Les données mesurées sont rangées par ordre croissant puis la corrélation est déterminée à partir du rang (1er, 2ème, 3ème, etc) de chaque variable.

$$r_{X,Y} = \frac{COV_{rgX,rgY}}{\sigma_{rgX}\sigma_{rgY}} \quad (B.4)$$

Cet indicateur est ainsi plus robuste aux données aberrantes que le coefficient de Pearson.

Liste des véhicules électriques les plus vendus dans le monde

TABLEAU C.1 – Véhicules électriques et hybrides les plus vendus dans le monde entre 2012 et 2022 ainsi que les caractéristiques de leurs batteries. Les cases vides sont des données inconnues. Les informations ont été collectées sur les sites des constructeurs .

Année	Constructeur	Modèle	Énergie du pack (kWh)	Énergie du module (kWh)	Énergie de la cellule (Wh)	Puissance AC maximale (kW)	Puissance DC maximale (kW)	Chimie	Format	Ventes (en milliers)
2022	Tesla	Model Y	57	15	566	11	170	LFP	Prismatique	771
	Tesla	Model 3	51,9	12,9	17	11	170	NCA	Cylindrique	476
	Wuling	HongGuang Mini EV	9,3		424	1,6	0	LFP	Prismatique	424
	BYD	Song	59,1		271	6,6	50	LFP	Prismatique	410
	BYD	Qin	53,1		646	6,6	50	LFP	Prismatique	205
2021	Tesla	Model 3	51,9	12,9	17	11	170	NCA	Cylindrique	500
	Wuling	HongGuang Mini EV	9,3		424	1,6	0	LFP	Prismatique	424
	Tesla	Model Y	57	15	566	11	170	LFP	Prismatique	411
	VW	ID,4	52	5,8	271	7,2	110	NMC	Cylindrique	411
	BYD	Qin	53,1		646	6,6	50	LFP	Prismatique	65,1
2020	Tesla	Model 3	51,9	12,9	17,4	11	250	NCA	Cylindrique	365,2
	Wuling	HongGuang Mini EV	9,3		424	1,6	0	LFP	Prismatique	119,2
	Renault	ZOE	52	4,3	270,8	22	50	NMC	Poche	100,4
	Tesla	Model Y	74,5	18,6	16,9	11	120	NCA	Cylindrique	79,7
	Hyundai	Kona	64	12,8	218	7,2	77	NMC	Poche	65,1
2019	Tesla	Model 3	51,9	12,9	17,4	11	250	NCA	Cylindrique	300,1
	BAIC	EU-Series EB	54			7	60	NMC	Prismatique	111,0
	Nissan	Leaf	40	1,7	208	6,6	100	NMC	Poche	69,9
	SAIC-GM	Baojun E100/E200 EV	24			2	-	LFP	Prismatique	60,1
	BYD	e5 450 EV S	60,5	4,6	360	7	60	LFP	Prismatique	58,0
2018	Tesla	Model 3	51,9	12,9	17,4	11	250	NCA	Cylindrique	145,9
	BAIC	EC180	20,3					LFP	Prismatique	90,6
	Nissan	Leaf	40	1,7	208	6,6	100	NMC	Poche	87,1
	JAC	iEV	23	?		6	0	LFP	Cylindrique	55,6
	Tesla	Model S	74	4,6	10,4	11	200	NCA	Cylindrique	50,0
2017	BAIC	EC180	20,3			7		LFP	Prismatique	78,1
	Tesla	Model S	74	4,6	10,4	11	200	NCA	Cylindrique	54,7
	Toyota	Prius PHEV	4,4	4,4	79	2,3	0	Ni-MH	Prismatique	50,8
	Nissan	Leaf	40	1,7	208	7	50	NMC	Poche	47,2
	Tesla	Model X	80,5	5	11,3	16,5	150	NCA	Cylindrique	46,5
2016	Tesla	Model S	74	4,6	10,4	11	200	NCA	Cylindrique	50,9
	Nissan	Leaf	30	0,5	125	7	50	LMO-LNO	Poche	43,5
	BYD	Tang PHEV	18,5		86	?	?	LFP	Prismatique	31,4
	Chevrolet	Volt	16	1,8	55	3,7	0	NMC-LMO	Poche	28,3
	Mitsubishi	Outlander PHEV	12	2,4	150	3,7	0	NMC	Prismatique	27,8
2015	Tesla	Model S	74	4,6	10,4	11	200	NCA	Cylindrique	50,4
	Nissan	Leaf	30	0,5	125	7	50	LMO-LNO	Poche	43,9
	Mitsubishi	Outlander PHEV	12	2,4	150	3,7	0	NMC	Prismatique	43,3
	BYD	Qin	13		1,3	7	0	LFP	Prismatique	31,9
	BMW	I3	21,6	2,7	225	3,7	50	NMC	Prismatique	24,1
2014	Nissan	Leaf	24,4	0,5	125	7	50	LMO-LNO	Poche	60,6
	Mitsubishi	Outlander PHEV	12	2,4	150	3,7	0	NMC	Prismatique	31,2
	Tesla	Model S	74	4,6	10,4	11	200	NCA	Cylindrique	30,4
	Chevrolet	Volt	16	1,8	55	3,7	0	NMC-LMO	Poche	20,4
	Toyota	Prius PHEV	4,4	4,4	79	2,3	0	Ni-MH	Prismatique	19,2
2013	Nissan	Leaf	24,4	0,5	125	7	50	LMO-LNO	Poche	47,8
	Chevrolet	Volt	16	1,8	55	3,7	0	NMC-LMO	Poche	28,2
	Toyota	Prius PHEV	4,4	4,4	79	2,3	0	Ni-MH	Prismatique	23,1
	Tesla	Model S	74	4,6	10,4	11	200	NCA	Cylindrique	22,2
	Mitsubishi	Outlander PHEV	12	2,4	150	3,7	0	NMC	Prismatique	18,4
2012	Chevrolet	Volt	16	1,8	55	3,7	0	NMC-LMO	Poche	29,6
	Toyota	Prius PHEV	4,4	4,4	79	2,3	0	Ni-MH	Prismatique	27,1
	Nissan	Leaf	24,4	0,5	125	7	50	LMO-LNO	Poche	26,9
	Renault	Twizy	7	1	125	3,7	0	LMO-NMC	Poche	9,0
	Mitsubishi	I-Miev	16	1,6	182	3,7	50	NMC	Prismatique	7,9

L'image C.1 présente la diversité des technologies et formats de batteries utilisés dans les véhicules électriques les plus vendus depuis 2012.

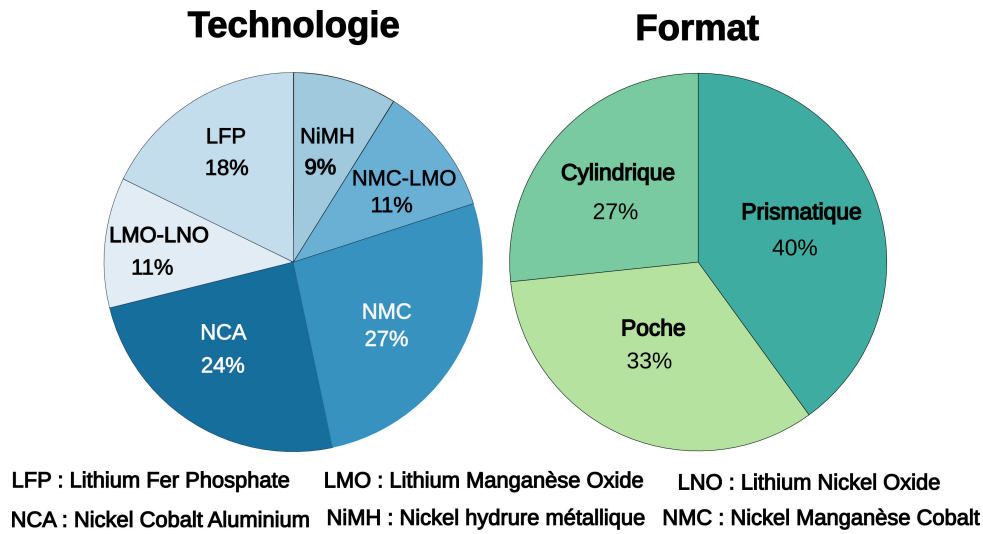


FIGURE C.1 – Diversité des technologies et formats des batteries de véhicule électrique les plus vendus depuis 2012.

Le graphique C.2 présente la densité de probabilité de l'énergie maximale stockée et de la puissance de charge maximale des véhicules électriques.

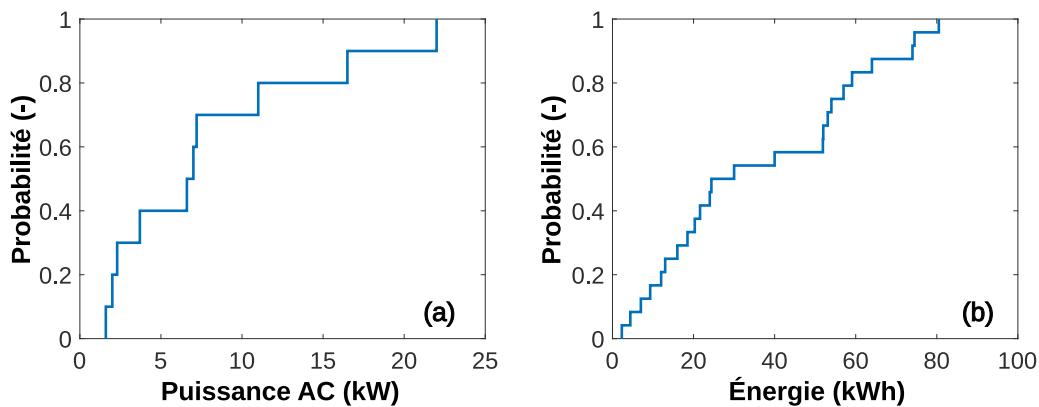


FIGURE C.2 – Densité de probabilité des puissances maximales de charge (a) et des énergies embarquées (b) par les véhicules électriques les plus vendus entre 2012 et 2022.

Valeurs des paramètres des modèles RC et CPE

TABLEAU D.1 – Valeurs d’OCV pour des états de charge allant de 99 à 91%.

SoC	99	98	97	96	95	94	93	92	91
	4,150	4,099	4,080	4,069	4,053	4,046	4,038	4,029	4,021
OCV	4,150	4,105	4,089	4,082	4,075	4,067	4,058	4,049	4,039
	4,150	4,120	4,109	4,094	4,084	4,073	4,061	4,053	4,042

TABLEAU D.2 – Valeurs d’OCV pour des états de charge allant de 90 à 81%.

SoC	90	89	88	87	86	85	84	83	82	81
	4,011	4,001	3,991	3,981	3,969	3,959	3,948	3,936	3,925	3,913
OCV	4,029	4,019	4,008	3,997	3,986	3,975	3,964	3,952	3,940	3,929
	4,023	4,009	3,997	3,990	3,982	3,974	3,965	3,956	3,947	3,937

TABLEAU D.3 – Valeurs d’OCV pour des états de charge allant de 80 à 71%.

SoC	80	79	78	77	76	75	74	73	72	71
	3,902	3,890	3,879	3,867	3,856	3,845	3,834	3,823	3,813	3,803
OCV	3,917	3,905	3,894	3,882	3,871	3,859	3,849	3,838	3,827	3,817
	3,927	3,916	3,906	3,895	3,885	3,874	3,863	3,853	3,842	3,831

TABLEAU D.4 – Valeurs d’OCV pour des états de charge allant de 70 à 61%.

SoC	70	69	68	67	66	65	64	63	62	61
	3,792	3,783	3,773	3,764	3,755	3,745	3,738	3,730	3,723	3,716
OCV	3,807	3,797	3,788	3,778	3,769	3,761	3,752	3,744	3,737	3,729
	3,821	3,811	3,801	3,791	3,781	3,772	3,763	3,754	3,746	3,738

TABLEAU D.5 – Valeurs d’OCV pour des états de charge allant de 60 à 51%.

SoC	60	59	58	57	56	55	54	53	52	51
	3,709	3,702	3,696	3,690	3,685	3,679	3,674	3,669	3,665	3,661
OCV	3,722	3,716	3,709	3,703	3,698	3,692	3,687	3,682	3,678	3,674
	3,730	3,723	3,716	3,709	3,702	3,696	3,690	3,685	3,680	3,675

TABLEAU D.6 – Valeurs d’OCV pour des états de charge allant de 50 à 41%.

SoC	50	49	48	47	46	45	44	43	42	41
	3,658	3,654	3,651	3,647	3,644	3,641	3,639	3,636	3,633	3,630
OCV	3,669	3,666	3,663	3,659	3,656	3,653	3,651	3,648	3,645	3,643
	3,671	3,667	3,663	3,659	3,656	3,653	3,649	3,647	3,644	3,642

TABLEAU D.7 – Valeurs d’OCV pour des états de charge allant de 30 à 31%.

SoC	40	39	38	37	36	35	34	33	32	31
	3,628	3,625	3,622	3,619	3,616	3,612	3,608	3,604	3,599	3,595
OCV	3,640	3,637	3,635	3,632	3,629	3,626	3,623	3,619	3,615	3,611
	3,639	3,637	3,634	3,632	3,629	3,627	3,624	3,621	3,618	3,615

TABLEAU D.8 – Valeurs d’OCV pour des états de charge allant de 30 à 21%.

SoC	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21
	3,589	3,583	3,577	3,569	3,561	3,552	3,543	3,532	3,520	3,508
OCV	3,606	3,601	3,596	3,589	3,583	3,576	3,568	3,559	3,549	3,538
	3,611	3,607	3,602	3,597	3,591	3,585	3,577	3,569	3,561	3,551

TABLEAU D.9 – Valeurs d’OCV pour des états de charge allant de 11 à 20%.

SoC	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11
	3,494	3,479	3,463	3,445	3,426	3,405	3,383	3,359	3,333	3,305
OCV	3,527	3,514	3,500	3,486	3,469	3,452	3,433	3,413	3,390	3,367
	3,540	3,529	3,516	3,502	3,486	3,469	3,451	3,431	3,410	3,387

TABLEAU D.10 – Valeurs d’OCV pour des états de charge allant de 0 à 10%.

SoC	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
	3,275	3,244	3,209	3,173	3,135	3,094	3,050	3,004	2,955	2,903	2,700
OCV	3,342	3,315	3,286	3,255	3,222	3,187	3,150	3,110	3,068	2,944	2,700
	3,362	3,335	3,306	3,275	3,241	3,205	3,167	3,127	3,083	2,977	2,700

TABLEAU D.11 – Paramètres du modèle de R0 en décharge en fonction de l’état de charge.

R0 en décharge			
Température	$r_{0,2,dch}$	$r_{0,1,dch}$	$r_{0,0,dch}$
0 °C	$5,746 \times 10^{-4}$	$-4,720 \times 10^{-3}$	$1,157 \times 10^{-2}$
25 °C	$1,259 \times 10^{-4}$	$8,614 \times 10^{-4}$	$5,356 \times 10^{-3}$
40 °C	$-1,501 \times 10^{-4}$	$9,962 \times 10^{-4}$	$-9,188 \times 10^{-5}$

TABLEAU D.12 – Paramètres du modèle de R0 en charge en fonction de l’état de charge.

R0 en charge			
Température	$r_{0,2,ch}$	$r_{0,1,ch}$	$r_{0,0,ch}$
0 °C	$6,953 \times 10^{-4}$	$-5,542 \times 10^{-3}$	$1,311 \times 10^{-2}$
25 °C	$-5,455 \times 10^{-5}$	$2,307 \times 10^{-2}$	$5,995 \times 10^{-3}$
40 °C	$2,273 \times 10^{-4}$	$-1,776 \times 10^{-3}$	$5,070 \times 10^{-3}$

TABLEAU D.13 – Paramètres du modèle de R1 en fonction de l’état de charge.

R1			
Température	$r_{1,2}$	$r_{1,1}$	$r_{1,0}$
0 °C	$2,037 \times 10^{-4}$	$-1,697 \times 10^{-3}$	$4,208 \times 10^{-3}$
25 °C	$5,111 \times 10^{-5}$	$-5,698 \times 10^{-4}$	$1,847 \times 10^{-4}$
40 °C	$6,204 \times 10^{-5}$	$-4,265 \times 10^{-4}$	$1,405 \times 10^{-3}$

TABLEAU D.14 – Paramètres du modèle de R2 en fonction de l'état de charge.

Température	R2		
	$r_{2,2}$	$r_{2,1}$	$r_{2,0}$
0 °C	$5,399 \times 10^{-6}$	$-2,517 \times 10^{-5}$	$2,366 \times 10^{-5}$
25 °C	$2,813 \times 10^{-6}$	$-1,355 \times 10^{-5}$	$1,555 \times 10^{-5}$
40 °C	$5,994 \times 10^{-7}$	$-3,216 \times 10^{-6}$	$6,739 \times 10^{-6}$

TABLEAU D.15 – Paramètres des modèles de C1 et C2 en fonction de l'état de charge.

Température	C1			C2	
	$c_{1,3}$	$c_{1,2}$	$c_{1,1}$	$c_{1,0}$	C2
0 °C	-3,094	547	$-3,119 \times 10^4$	$6,601 \times 10^5$	58422
25 °C	-2,517	380,3	$-1,765 \times 10^4$	$4,053 \times 10^5$	62841
40 °C	-1,610	178,7	-3902	$1,703 \times 10^5$	95467

TABLEAU D.16 – Paramètres des modèles de Q et α en fonction de l'état de charge.

Température	Q	α
0 °C	3873	0,1
25 °C	4852	0,1
40 °C	5812	0,1