



# Caractérisation Multi-physique des éléments de stockage électrochimique et électrostatique dédiés aux systèmes Multi sources : Approche systémique pour la gestion dynamique d'énergie électrique

Kosseila Bellache

## ► To cite this version:

Kosseila Bellache. Caractérisation Multi-physique des éléments de stockage électrochimique et électrostatique dédiés aux systèmes Multi sources : Approche systémique pour la gestion dynamique d'énergie électrique. Autre. Normandie Université, 2018. Français. NNT : 2018NORMMLH21 . tel-02896890

**HAL Id: tel-02896890**

**<https://theses.hal.science/tel-02896890>**

Submitted on 11 Jul 2020

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

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



Normandie Université

## THESE

**Pour obtenir le diplôme de doctorat**

**Spécialité Génie Electrique**

**Préparée au sein de l'Université du Havre**

**Caractérisation Multi-physique des éléments de stockage électrochimique et électrostatique dédiés aux systèmes Multi sources- Approche systémique pour la gestion dynamique d'énergie électrique**

**Présentée et soutenue par**

**Kosseila BELLACHE**

**Thèse soutenue publiquement le 10 juillet 2018  
devant le jury composé de**

|                         |                                                           |                      |
|-------------------------|-----------------------------------------------------------|----------------------|
| Mme. ALONSO Corinne     | Professeur à l'Université de Toulouse III Paul Sabatier   | Examinatrice         |
| M. CAMARA M-Bailo       | Maître de conférence - HDR, Université du Havre Normandie | Codirecteur de thèse |
| M. CUREA Octavian       | Professeur, à l'ESTIA à Bidart                            | Rapporteur           |
| M. DAKYO Brayima        | Professeur des Universités-Université du Havre Normandie  | Directeur de thèse   |
| M. LE BUNETEL J-Charles | Professeur des Universités-Université de Tours            | Rapporteur           |
| M. MONMASSON Eric       | Professeur des Universités-Université de Cergy Pontoise   | Président du jury    |

**Thèse dirigée par Brayima Dakyo, laboratoire Groupe de Recherche en Electrotechnique et Automatique du Havre GREAH - EA 3220, Université Le Havre Normandie.**





---

## Remerciements

Ces travaux de thèse, réalisés au Laboratoire GREAH (Groupe de Recherche en Electrotechnique et Automatique du Havre-EA3220), ont été pour moi une expérience très enrichissante aussi bien sur le plan professionnel que sur le plan personnel. Ces travaux ont pu être menés à bien grâce au financement de la communauté d'agglomération havraise (CODAH) et de la Région Normandie que je tiens à remercier.

Je tiens également à remercier :

- Madame Corinne ALONSO et Monsieur Eric MONMASSON, d'avoir accepté de participer au jury de cette thèse.

- Messieurs Jean-Charles LE BUNETEL et Octavian CUREA, qui m'ont fait l'honneur d'accepter la lourde tâche d'être rapporteurs de ma thèse.

Les résultats présentés dans ce rapport n'auraient pas été obtenus si je n'avais bénéficié du concours et du soutien multiformes de plusieurs personnes à qui je voudrais ici exprimer toute ma reconnaissance.

- Monsieur Brayima DAKYO, pour avoir eu confiance en moi en m'acceptant comme doctorant dans son équipe et de diriger ce travail de thèse. Il m'a donné cette opportunité de travailler sur un sujet très passionnant. A ses côtés, j'ai bénéficié de conseils toujours justes et judicieux. Il a su mettre à ma disposition les moyens nécessaires à la réalisation de mes travaux. Qu'il trouve dans ce mémoire le témoignage de tout le plaisir que j'ai eu à travailler sous sa direction.

- Monsieur Mamadou Baïlo CAMARA, pour l'intérêt constant qu'il a porté à mon travail et pour sa codirection très efficace de cette thèse. Il n'a ménagé ni son temps, ni son énergie et ses compétences scientifiques qui m'ont beaucoup aidé pour la réussite de mes travaux. Sa grande générosité et sa disponibilité permanente m'ont beaucoup marqué. Je lui en suis très reconnaissant.

- Monsieur Georges BARAKAT, directeur du laboratoire GREAH, pour tous ses efforts pour faciliter l'intégration et l'implication des doctorants dans la vie du laboratoire.

- Monsieur Vina DYCK et Eric LEMAINS dont j'ai eu l'occasion d'apprécier les qualités humaines, au quotidien. Qu'ils trouvent ici l'expression de toute ma reconnaissance pour leurs disponibilités pour la réalisation des cartes électroniques.

Mes remerciements vont aussi à l'école doctorale PSIME pour les différents stages de formation dont j'ai bénéficié et qui ont contribué à renforcer mes capacités pédagogiques et relationnelles.

- Je remercie Toute l'équipe du GREAH sans exception, pour la bonne ambiance de travail.

- Ma gratitude va à ma famille, pour ses encouragements et son soutien inconditionnel tout au long de mes études.

- Que tous ceux qui, de près ou de loin, directement ou indirectement, ont contribué à la réussite de cette thèse, trouvent ici l'expression de ma profonde reconnaissance.

- Enfin, je dédie particulièrement ce travail à la mémoire de ma mère et mes grand parent qui ont été toujours dans mon esprit et dans mon cœur. Que dieu, le miséricordieux, vous accueille dans son éternel paradis.



## Résumé

Ce travail de thèse s'inscrit dans la continuité des activités de recherche du laboratoire GREAH sur les problématiques de la gestion d'énergie électrique et de l'amélioration de la qualité énergétique des systèmes de production aux énergies renouvelables. En effet, le couplage de plusieurs sources de natures différentes entraîne des problématiques de dimensionnement, de qualité d'énergie et de la durée de vie des éléments interconnectés. La démarche scientifique repose sur la caractérisation de l'évolution des résistances et des capacités des cellules de batteries LFP/supercondensateurs en fonction des contraintes électriques et thermiques, suivi de la modélisation du vieillissement accéléré des cellules. Nous proposons dans ce mémoire de thèse des améliorations de la réponse dynamique d'un bateau fluvial à propulsion électrique par l'hybridation des batteries LFP et des supercondensateurs. Nous proposons également une approche électrothermique pour la caractérisation et la modélisation multi-physique du vieillissement des batteries et supercondensateurs en utilisant des contraintes combinées de la température et de la fréquence des ondulations du courant de charge/décharge des cellules. Les données expérimentales collectées ont permis d'établir des modèles des supercondensateurs et des batteries dédiés aux systèmes multi-sources incluant des sources d'énergie renouvelable (éoliens et hydroliens). Les modèles développés se révèlent très précis par rapport aux résultats expérimentaux. Ils permettent une bonne description du phénomène de vieillissement des batteries LFP/supercondensateurs dû aux opérations de charge/décharge avec un courant continu fluctuant combiné à une température variable.

**Mots Clés :** Caractérisation et modélisation multi-physique des batteries/supercondensateurs ; Vieillissement électrothermique des supercondensateurs et batteries ; Impacts des profils de mission sur la durée de vie des éléments interconnectés ; Gestion d'énergie électrique ; Systèmes multi-source.

## Abstract

This thesis work is a continuation of the research activities of the GREAH laboratory on the issues of the management of electrical energy and improving the energy quality of production systems for renewable energy. Indeed, the coupling of several different nature sources entails the problems of dimension, quality of energy and the lifetime of the interconnected elements. The scientific approach is based on the characterization of the evolution of the resistances and capacitances of the batteries/supercapacitors cells according to the electrical and thermal constraints, followed by the modeling of accelerated cells aging. In this thesis, we propose improvements to the dynamic response of an electric propulsion fluvial boat by using the hybrid system of lithium-batteries and supercapacitors. We also propose an electrothermal approach for the multi-physical characterization and modeling of the batteries and supercapacitors aging, using combined constraints of the temperature and frequency of the DC current ripples. The experimental data has been collected to establish models of batteries and supercapacitors dedicated to multi-source systems including renewable energy sources (wind and tidal turbines). The results of the developed models shown high accuracy compared with experimental results. These models illustrated a good description of the aging phenomenon of batteries/supercapacitors due to charging/discharging operations with a fluctuating continuous current combined with a variable temperature.

**Keywords :** Multi-physical characterization and modeling of the batteries and supercapacitors ; Electrothermal aging of supercapacitors and batteries ; Impacts of mission profiles on the lifetime of the interconnected elements ; Electrical energy management ; Multi-source systems.



# Nomenclature

|                              |                                                                                                                                    |
|------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $SC$                         | Supercondensateurs ;                                                                                                               |
| $V_{sc}$                     | Tension aux bornes des supercondensateurs [V] ;                                                                                    |
| $V_{sc\_max}$                | Tension maximale aux bornes des supercondensateurs [V] ;                                                                           |
| $I_{sc}$                     | Courant des supercondensateurs [A] ;                                                                                               |
| $\Delta V_0$                 | Variation de la tension des SC due au changement soudain du courant [V] ;                                                          |
| $\Delta V_{sc}$              | Variation de la tension des SC pendant les phases de charge/décharge [V] ;                                                         |
| $V_{m0}$                     | Tension initiale du module des supercondensateurs [V] ;                                                                            |
| $SoC$                        | Etat de charge des batteries/supercondensateurs ;                                                                                  |
| $ESR$                        | Résistance interne des supercondensateurs [ $\Omega$ ] ;                                                                           |
| $ESR_{Tamb}$                 | Résistance interne des supercondensateurs à température ambiante [ $\Omega$ ] ;                                                    |
| $ESR(F_r, T, SoC)$           | Résistance variable des supercondensateurs [ $\Omega$ ] ;                                                                          |
| $ESR_m$                      | Résistance série pour 120 cellules des supercondensateurs ;                                                                        |
| $R_{con}$                    | Résistance due à la connectique des 119 bus bars ;                                                                                 |
| $C_m$                        | Capacité pour 120 cellules des supercondensateurs ;                                                                                |
| $C$                          | Capacité des supercondensateurs [F] ;                                                                                              |
| $C_{Tamb}$                   | Capacité des supercondensateurs à température ambiante [F] ;                                                                       |
| $C(F_r, T, SoC)$             | Capacité variable des supercondensateurs [F] ;                                                                                     |
| $\Delta t$                   | Période de charge/décharge des batteries et supercondensateurs [s] ;                                                               |
| $NbCy$                       | Nombre de cycle des batteries/supercondensateurs ;                                                                                 |
| $F_r$                        | Fréquence des ondulations du courant continu [Hz] ;                                                                                |
| $T$                          | Température de fonctionnement des batteries/supercondensateurs [ $^{\circ}C$ ] ;                                                   |
| $T_{b1,2 \text{ et } 3}$     | Capteurs de température des supercondensateurs ;                                                                                   |
| $T_{ibat1, 2 \text{ et } 3}$ | Capteurs de température des batteries ;                                                                                            |
| $LFP$                        | Lithium fer Phosphate ( $LiFePO_4$ ) ;                                                                                             |
| $V_{oc}$                     | Tension de circuit ouvert des batteries LFP [V] ;                                                                                  |
| $V_{bat}$                    | Tension aux bornes des batteries LFP [V] ;                                                                                         |
| $I_{bat}$                    | Courant des batteries LFP [A] ;                                                                                                    |
| $ESR_{bat}$                  | Résistance interne des batteries LFP [ $\Omega$ ] ;                                                                                |
| $ESR_{bat\_Tamb}$            | Résistance interne des batteries LFP à température ambiante [ $\Omega$ ] ;                                                         |
| $ESR_{bat\_Tamb}(F_r, T)$    | Résistance variable des batteries LFP [ $\Omega$ ] ;                                                                               |
| $Q_{bat}$                    | Capacité des batteries LFP [Ah] ;                                                                                                  |
| $Q_{bat\_Tamb}$              | Capacité des batteries LFP à température ambiante [Ah] ;                                                                           |
| $Q_{bat\_Tamb}(F_r, T)$      | Capacité variable des batteries LFP [Ah] ;                                                                                         |
| $\tau_{ST}$                  | Constante de temps pour décrire le comportement à court terme après une coupure du courant [s] ;                                   |
| $\tau_{LT}$                  | Constante de temps pour décrire le comportement à long terme après une coupure du courant [s] ;                                    |
| $\Delta V_{Ri}$              | Variation de la tension des batteries LFP pour une charge/décharge [V] ;                                                           |
| $\Delta V_{RT}$              | Amplitude maximale des variations de la tension des batteries LFP pour une charge/décharge [V] ;                                   |
| $V_{SL}$                     | Tension aux bornes des batteries LFP entre l'arrêt de la charge/décharge et la stabilisation de la tension [V] ;                   |
| $R_{ST}, R_{LT}$             | Résistance parallèle du modèle de batteries LFP correspondant respectivement aux phénomènes à court et à long terme [ $\Omega$ ] ; |
| $C_{ST}, C_{LT}$             | Capacité parallèle des batteries LFP correspondant respectivement aux phénomènes court et à long terme [F] ;                       |

|                                 |                                                                                            |
|---------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|
| $ESR_{cell\_cb}$                | Résistance interne des cellules de batteries LFP pendant la phase de charge [ $\Omega$ ] ; |
| $ESR_{cell\_di}$                | Résistance interne des cellules de batteries pendant la phase de décharge [ $\Omega$ ] ;   |
| $Q_{cell\_cb}$                  | Capacité totale des cellules de batteries LFP pendant la phase de charge [Ah] ;            |
| $Q_{cell\_di}$                  | Capacité totale des cellules de batteries LFP pendant la phase de décharge [Ah] ;          |
| $Q_i$                           | Capacité initiale des cellules de batteries LFP [Ah] ;                                     |
| $Q_p$                           | Capacité perdue/acquise des cellules de batteries LFP [Ah] ;                               |
| $Q_n$                           | Capacité nominale des cellules de batteries LFP [Ah] ;                                     |
| BTHC                            | Contrôle pour équilibrer la température et l'humidité de la chambre climatique ;           |
| PC-MC                           | Ordinateur de contrôle et Microcontrôleur ;                                                |
| PMSG                            | Générateur synchrone à aimants permanents ;                                                |
| DG                              | Générateur diesel ;                                                                        |
| HEB                             | Bateau électrique hybride ;                                                                |
| MESS                            | Système de Stockage d'Energie Multi-source ;                                               |
| $V_{bus}$ et $V_{busref}$       | Tension du bus continu et sa référence [V] ;                                               |
| $V_{sc}$                        | Tension aux bornes du module des supercondensateurs [V] ;                                  |
| $V_{bat}$                       | Tension aux bornes du module des batteries [V] ;                                           |
| $I_{bat}$ et $I_{batref}$       | Courant du module des batteries et sa référence [A] ;                                      |
| $I_{sc}$ et $I_{scref}$         | Courant du module des supercondensateurs et sa référence [A] ;                             |
| $I_{cb}$                        | Courant de la charge [A] ;                                                                 |
| $I_{busbat}$                    | Contribution de la batterie dans le bus continu [A] ;                                      |
| $I_{busbatref}$                 | Référence de la contribution de la batterie [A] ;                                          |
| $I_{buscref}$                   | Référence de la contribution des supercondensateurs [A] ;                                  |
| $I_{red}$ et $I_{redref}$       | Contribution du DG dans le bus continu et sa référence [A] ;                               |
| $f_d$                           | Fréquence de contrôle des convertisseurs (2 kHz) ;                                         |
| $f_v$                           | Coefficient de frottement du DG ;                                                          |
| $I_{sd}$ , $I_{sq}$             | Courants selon les axes $d$ et $q$ dans le stator de la PMSG [A] ;                         |
| $S_a$ , $S_b$ , $S_c$           | Signaux PWM pour le redresseur commandé ;                                                  |
| $R_s$                           | Résistance au stator [ $\Omega$ ] ;                                                        |
| $L_d$ , $L_q$                   | Inductances équivalentes dans le stator de la PMSG [H] ;                                   |
| $\varphi_m$                     | Flux des aimants permanents de la PMSG [Wb] ;                                              |
| $\Omega_m$ et $\Omega_{mref}$   | Vitesse du générateur diesel et sa référence [rad/s] ;                                     |
| $J$                             | Moment d'inertie du groupe électrogène diesel [kg/m <sup>2</sup> ] ;                       |
| $T_m$ et $T_{em}$               | Couple mécanique et électromagnétique [Nm] ;                                               |
| $p$                             | Nombre de paires de pôles ;                                                                |
| $T_e$                           | Période d'échantillonnage [s] ;                                                            |
| $V_{sd}$ et $V_{sq}$            | Tensions au stator basées sur les axes $d$ et $q$ [V] ;                                    |
| $f_1$ et $f_2$                  | Fréquences des deux filtres passe-bas [Hz] ;                                               |
| $C$ , $C_{bat}$ , $C$           | Capacités du bus continu [F] ;                                                             |
| $L_{bat}$ et $L_{sc}$           | Inductance de lissage des courants des batteries et des supercondensateurs [H] ;           |
| $\omega_{sc}$ et $\omega_{bat}$ | Bandes passantes pour le contrôle des courants $I_{sc}$ et $I_{bat}$ [rad/s] ;             |
| $\omega_a$                      | Bande passante du contrôle de vitesse [rad/s] ;                                            |
| $N_s$ et $N_p$                  | Nombre des cellules des batteries en série et en parallèle ;                               |
| $Q_1$ , $Q_2$ , $Q_3$ et $Q_4$  | Signaux PWM des deux convertisseurs bidirectionnels buck-boost ;                           |
| ER                              | Energie renouvelable ;                                                                     |
| UTS                             | Unités de stockage ;                                                                       |
| UPS                             | Alimentation sans interruption.                                                            |

---

# Table des matières

|                                                                                                                                     |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Résumé.....                                                                                                                         | 5         |
| Nomenclature.....                                                                                                                   | 7         |
| Table des figures.....                                                                                                              | 13        |
| Liste des tableaux.....                                                                                                             | 19        |
| Introduction générale.....                                                                                                          | 21        |
| <b>Chapitre 1 : Systèmes multi-sources pour les Micro-réseaux</b> .....                                                             | <b>27</b> |
| 1.1. Introduction .....                                                                                                             | 29        |
| 1.2. Caractéristiques des sources .....                                                                                             | 29        |
| 1.2.1. Groupe diesel.....                                                                                                           | 29        |
| 1.2.2. Energie éolienne .....                                                                                                       | 30        |
| 1.2.3. Energie photovoltaïque .....                                                                                                 | 32        |
| 1.2.4. Caractéristiques de base des unités de stockage d'énergie électrique.....                                                    | 33        |
| 1.3. Problématiques du couplage multi-source .....                                                                                  | 35        |
| 1.3.1. Problématiques liées à l'intermittence des énergies renouvelables.....                                                       | 36        |
| 1.3.2. Problématiques liées à la non standardisation des profils des charges .....                                                  | 37        |
| 1.3.3. Problématiques des services système.....                                                                                     | 38        |
| 1.3.4. Problématiques des pics de consommation .....                                                                                | 39        |
| 1.4. Convergence - Divergence entre l'application de transport et celle de la production décentralisée de l'énergie électrique..... | 40        |
| 1.5. Technologie de stockage.....                                                                                                   | 41        |
| 1.5.1. Classification des unités de stockage .....                                                                                  | 42        |
| 1.5.2. Batteries au lithium.....                                                                                                    | 43        |
| 1.5.3. Supercondensateurs .....                                                                                                     | 45        |
| 1.6. Objectifs de la thèse et démarches scientifiques .....                                                                         | 48        |
| 1.7. Conclusions .....                                                                                                              | 48        |
| <b>Chapitre 2 : Modélisation des Unités de stockage électrochimique et électrostatique - Batteries et Supercondensateurs</b> .....  | <b>49</b> |
| 2.1. Introduction .....                                                                                                             | 51        |
| 2.2. Modèles des supercondensateurs .....                                                                                           | 51        |
| 2.2.1. Modèle de base de supercondensateurs .....                                                                                   | 52        |
| 2.2.2. Modèle à deux branches de supercondensateurs.....                                                                            | 53        |
| 2.2.3. Modèle multi-branche de supercondensateurs .....                                                                             | 53        |
| 2.2.4. Modèle fréquentiel de supercondensateurs .....                                                                               | 54        |
| 2.2.5. Modèle analytique de supercondensateurs .....                                                                                | 55        |
| 2.3. Modèle retenu pour les travaux de caractérisation des supercondensateurs.....                                                  | 55        |
| 2.3.1. Méthode d'identification des paramètres de supercondensateurs.....                                                           | 57        |
| 2.3.2. Influence de l'amplitude du courant sur $ESR$ et $C$ .....                                                                   | 58        |
| 2.3.3. Performances du modèle de base .....                                                                                         | 59        |
| 2.4. Modèles des batteries .....                                                                                                    | 60        |
| 2.4.1. Modèle idéal .....                                                                                                           | 61        |
| 2.4.2. Modèle à une constante de temps.....                                                                                         | 61        |
| 2.5. Proposition de modèle pour les batteries lithium fer phosphate.....                                                            | 62        |
| 2.5.1. Caractérisation de la tension en circuit ouvert de la batterie .....                                                         | 64        |
| 2.5.2. Estimation de la résistance et la capacité de la batterie LFP.....                                                           | 66        |
| 2.5.3. Identification des constantes de temps .....                                                                                 | 68        |
| 2.5.4. Validation du modèle proposé .....                                                                                           | 69        |
| 2.6. Conclusions .....                                                                                                              | 71        |

|                                                                                                                                                                        |            |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Chapitre 3 : Approche systémique pour la gestion dynamique d'énergie à bord d'un bateau électrique hybride fluvial.....</b>                                         | <b>73</b>  |
| 3.1. Introduction .....                                                                                                                                                | 75         |
| 3.2. Configuration type d'un bateau électrique hybride.....                                                                                                            | 75         |
| 3.3. Modèles du pack de batteries/supercondensateurs.....                                                                                                              | 78         |
| 3.4. Méthode d'extraction des composantes : basse, moyenne et haute fréquence pour les profils de mission des sources .....                                            | 81         |
| 3.5. Stratégie de contrôle de la vitesse du générateur diesel.....                                                                                                     | 83         |
| 3.6. Stratégie de contrôle de la tension du bus continu .....                                                                                                          | 86         |
| 3.7. Stratégies de contrôle des courants des batteries/supercondensateurs .....                                                                                        | 87         |
| 3.8. Simulations comportementale du bateau électrique hybride.....                                                                                                     | 89         |
| 3.8.1. Conditions de simulations.....                                                                                                                                  | 89         |
| 3.8.2. Résultats de simulations .....                                                                                                                                  | 90         |
| 3.9. Validation de la stratégie du contrôle de la puissance .....                                                                                                      | 94         |
| 3.9.1. Description du banc d'essais.....                                                                                                                               | 94         |
| 3.9.2. Résultats expérimentaux et simulations à l'échelle réduite.....                                                                                                 | 95         |
| 3.10. Conclusions .....                                                                                                                                                | 100        |
| <b>Chapitre 4 : Impacts de la fréquence des ondulations du courant et de la température sur l'évolution paramétrique des supercondensateurs et des batteries .....</b> | <b>103</b> |
| 4.1. Introduction .....                                                                                                                                                | 105        |
| 4.2. Plateforme de caractérisation des batteries et supercondensateurs.....                                                                                            | 105        |
| 4.3. Bref descriptif des fonctionnalités de la chambre climatique.....                                                                                                 | 107        |
| 4.4. Descriptif des fonctionnalités du banc de cyclage des batteries et des supercondensateurs BT2000.....                                                             | 109        |
| 4.5. Programme type pour le cyclage des batteries/supercondensateurs.....                                                                                              | 111        |
| 4.6. Programme type pour la caractérisation des batteries/supercondensateurs.....                                                                                      | 112        |
| 4.7. Evolution des paramètres des supercondensateurs .....                                                                                                             | 114        |
| 4.7.1. Variations des résistances et capacités des supercondensateurs en fonction du nombre des cycles .....                                                           | 114        |
| 4.7.2. Variations des résistances et capacités des supercondensateurs en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu .....                                | 117        |
| 4.7.3. Variations des résistances et capacités des supercondensateurs en fonction de l'état de charge.....                                                             | 119        |
| 4.7.4. Impact de la température sur les résistances et capacités des supercondensateurs.....                                                                           | 120        |
| 4.7.5. Impact de la température sur le temps de charge et décharge des supercondensateurs.....                                                                         | 123        |
| 4.8. Caractérisation des évolutions paramétriques des batteries .....                                                                                                  | 124        |
| 4.8.1. Evolution des résistances et des capacités des batteries à température ambiante en fonction du nombre des cycles.....                                           | 125        |
| 4.8.2. Variation des résistances et des capacités des batteries en fonction de la fréquence d'ondulations du courant continu .....                                     | 127        |
| 4.8.3. Impact de l'amplitude du courant continu sur les capacités et les tensions des cellules de batteries.....                                                       | 128        |
| 4.8.4. Variation des résistances et capacités des batteries en fonction de la température de l'environnement applicatif.....                                           | 129        |
| 4.8.5. Impact de la température sur le temps de charge/décharge des batteries .....                                                                                    | 131        |
| 4.8.6. Impact de la température sur les capacités et les tensions des cellules de batteries .....                                                                      | 133        |
| 4.9. Conclusions .....                                                                                                                                                 | 133        |

|                                                                                                                                                             |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Chapitre 5 : Caractérisation et modélisation électrothermique des cellules des batteries et des supercondensateurs.....</b>                              | <b>135</b> |
| 5.1. Introduction .....                                                                                                                                     | 137        |
| 5.2. Caractérisation électrothermique des batteries et supercondensateurs.....                                                                              | 137        |
| 5.2.1. Caractérisation des supercondensateurs par approche électrothermique .....                                                                           | 138        |
| 5.2.2. Evolutions des résistances/capacités des supercondensateurs en fonction de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu..... | 140        |
| 5.2.3. Caractérisation des batteries par approche électrothermique .....                                                                                    | 142        |
| 5.2.4. Evolutions des résistances/capacités des batteries en fonction de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu .....         | 144        |
| 5.3. Modélisation électrothermique des batteries et des supercondensateurs .....                                                                            | 147        |
| 5.3.1. Modélisation multi-physique des supercondensateurs.....                                                                                              | 148        |
| 5.3.2. Modélisation multi-physique des batteries LFP.....                                                                                                   | 149        |
| 5.4. Validation des modèles batteries et supercondensateurs proposés.....                                                                                   | 150        |
| 5.4.1. Validation du modèle électrothermique de supercondensateurs.....                                                                                     | 151        |
| 5.4.2. Validation du modèle électrothermique proposé pour les batteries LFP .....                                                                           | 153        |
| 5.5. Conclusions .....                                                                                                                                      | 156        |
| <b>Conclusions générales.....</b>                                                                                                                           | <b>157</b> |
| <b>Annexes .....</b>                                                                                                                                        | <b>161</b> |
| <b>Références.....</b>                                                                                                                                      | <b>179</b> |
| <b>Productions scientifiques.....</b>                                                                                                                       | <b>191</b> |



# Table des figures

|                                                                                                                                                                                                                                      |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure. 1.1: Comparaison entre groupe électrogène à vitesse fixe et celui à vitesse variable, où $P_{d1max}$ est la puissance maximale installée du groupe à vitesse variable, $\omega_{synch}$ est la vitesse de synchronisme [16]. | 30 |
| Figure. 1.2: Spectre de la vitesse du vent de Van Der Hoven issue de [19].                                                                                                                                                           | 30 |
| Figure. 1.3: Vitesse du vent mesurée avec un pas d'une minute pendant 1 heure [21].                                                                                                                                                  | 32 |
| Figure. 1.4: Radiation solaire journalière mesurée avec un pas d'échantillonnage d'une seconde et sa moyenne horaire qui sont comparées avec les mesures du site web "Strang", [23].                                                 | 33 |
| Figure. 1.5: Radiation solaire sur plusieurs années issue de [24].                                                                                                                                                                   | 33 |
| Figure. 1.6: Performances en énergie et puissance des éléments de stockage ou de production d'énergie [25].                                                                                                                          | 35 |
| Figure. 1.7: Cycle européen de conduite d'automobile type (NEDC).                                                                                                                                                                    | 38 |
| Figure. 1.8: Cycle américain de conduite d'automobile type (FUDS-FHDS).                                                                                                                                                              | 38 |
| Figure. 1.9: Cycle japonais de conduite d'automobile type, adopté en 2011 (JC08) issue de [37].                                                                                                                                      | 38 |
| Figure. 1.10: Profil type de charge résidentielle pour l'été.                                                                                                                                                                        | 38 |
| Figure. 1.11: Exemple de courbe de consommation électrique journalière en hiver [40].                                                                                                                                                | 39 |
| Figure. 1.12: Convergence entre les applications de transport et celles des productions décentralisées.                                                                                                                              | 41 |
| Figure. 1.13: Technologies de stockage d'énergie électrique.                                                                                                                                                                         | 41 |
| Figure. 1.14: Caractéristiques de différentes technologies des batteries lithium [46].                                                                                                                                               | 44 |
| Figure. 2.1: Modèle de base de supercondensateurs de Maxwell.                                                                                                                                                                        | 52 |
| Figure. 2.2: Modèle à deux branches de Zobieta.                                                                                                                                                                                      | 53 |
| Figure. 2.3: Modèle multi-branche de supercondensateurs.                                                                                                                                                                             | 54 |
| Figure. 2.4: Modèle fréquentiel de supercondensateurs.                                                                                                                                                                               | 54 |
| Figure. 2.5: Modèle analytique de supercondensateurs.                                                                                                                                                                                | 55 |
| Figure. 2.6: Modèle retenu pour les travaux de caractérisation des supercondensateurs.                                                                                                                                               | 57 |
| Figure. 2.7: Tension aux bornes d'une cellule de supercondensateurs pendant l'opération de décharge avec un courant constant $I_{sc} = 30$ A.                                                                                        | 58 |
| Figure. 2.8: Courant de charge/décharge de la cellule de supercondensateurs.                                                                                                                                                         | 59 |
| Figure. 2.9: Courbe expérimentale de la tension comparée au résultat des simulations.                                                                                                                                                | 60 |
| Figure. 2.10: Erreurs entre le résultat de simulations et le résultat d'expérimentation.                                                                                                                                             | 60 |
| Figure. 2.11: Circuit équivalent du modèle idéal de la batterie.                                                                                                                                                                     | 61 |
| Figure. 2.12: Circuits équivalents du modèle à une seule constante de temps de la batterie.                                                                                                                                          | 62 |
| Figure. 2.13: Proposition du modèle pour les batteries lithium fer phosphate.                                                                                                                                                        | 63 |
| Figure. 2.14: Courant de charge de la batterie LFP avec temps de repos de 300s pour l'estimation de SoC.                                                                                                                             | 65 |
| Figure. 2.15: Principe de caractérisation de $V_{oc}$ basé sur les opérations de charge de la batterie.                                                                                                                              | 65 |
| Figure. 2.16: Courant de décharge de la batterie LFP avec temps de repos de 300s pour l'estimation de SoC.                                                                                                                           | 65 |
| Figure. 2.17: Principe de caractérisation de $V_{oc}$ basé sur les opérations de décharge de la batterie.                                                                                                                            | 65 |
| Figure. 2.18: Tension en circuit ouvert de la batterie, $V_{oc_{cb}}(SoC)$ et $V_{oc_{di}}(SoC)$ correspondant respectivement aux opérations de charge et de décharge.                                                               | 66 |
| Figure. 2.19: Tension et courant de la batterie LFP obtenue lors d'une opération de charge et de décharge avec un courant constant de $\pm 80$ A.                                                                                    | 67 |
| Figure. 2.20: Section zoomée de la zone C correspondant au fonctionnement en charge avec un courant constant.                                                                                                                        | 67 |

|                                                                                                                                                                                                                                  |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figure. 2.21: Section zoomée de la zone D correspondant au fonctionnement en décharge avec un courant constant de - 80A .....                                                                                                    | 67  |
| Figure. 2.22: Variation de la tension de la batterie entre l'arrêt immédiat de charge/décharge et la stabilisation de sa tension. ....                                                                                           | 69  |
| Figure. 2.23: Profil du courant continu utilisé pour les opérations de charge et de décharge de la batterie.....                                                                                                                 | 70  |
| Figure. 2.24: Courbe expérimentale de la tension de la batterie comparée au résultat de simulations.....                                                                                                                         | 70  |
| Figure. 2.25: Erreur entre le résultat de simulations et le résultat expérimental. ....                                                                                                                                          | 71  |
|                                                                                                                                                                                                                                  |     |
| Figure. 3.1: Bateau de transport de marchandises appelé "Vokoli" avec une propulsion diesel à Paris. ....                                                                                                                        | 78  |
| Figure. 3.2: Configuration type d'un bateau électrique hybride utilisant des supercondensateurs et des batteries avec un générateur diesel à vitesse variable (moteur diesel - PMSG). ....                                       | 78  |
| Figure. 3.3: Courants de référence des supercondensateurs, des batteries et de générateur diesel en utilisant deux filtres passe-bas ( $F_1$ , $F_2$ ) avec des constantes de temps de $\tau_1$ et $\tau_2$ respectivement. .... | 82  |
| Figure. 3.4: Spectre du courant de la charge, où $f'_1$ et $f'_2$ sont les deux fréquences de filtres passe-bas.....                                                                                                             | 82  |
| Figure. 3.5: Stratégie globale de contrôle de puissance du bateau électrique hybride. ....                                                                                                                                       | 83  |
| Figure. 3.6: Boucle de contrôle de la vitesse du générateur diesel. ....                                                                                                                                                         | 83  |
| Figure. 3.7: Stratégie de contrôle de la tension du bus continu avec une fréquence PWM de 2 kHz. ....                                                                                                                            | 86  |
| Figure. 3.8: Stratégie de contrôle de la composante haute fréquence.....                                                                                                                                                         | 87  |
| Figure. 3.9: Stratégie de contrôle de la composante moyenne fréquence $I_{bat}$ .....                                                                                                                                            | 87  |
| Figure. 3.10: Contribution des sources dans le bus continu. ....                                                                                                                                                                 | 91  |
| Figure. 3.11: Zoom sur la contribution des sources dans le bus continu. ....                                                                                                                                                     | 91  |
| Figure. 3.12: Contribution des supercondensateurs (composante haute fréquence).....                                                                                                                                              | 91  |
| Figure. 3.13: Contribution des batteries (composante moyenne fréquence).....                                                                                                                                                     | 92  |
| Figure. 3.14: Contribution du générateur diesel correspondant à la composante basse fréquence. ....                                                                                                                              | 93  |
| Figure. 3.15: Tension aux bornes du module de supercondensateurs.....                                                                                                                                                            | 93  |
| Figure. 3.16: Tension aux bornes du module de batteries.....                                                                                                                                                                     | 93  |
| Figure. 3.17: Résultat du contrôle de la tension du bus continu. ....                                                                                                                                                            | 94  |
| Figure. 3.18: Résultat du contrôle de la vitesse du générateur diesel.....                                                                                                                                                       | 94  |
| Figure. 3.19: Plateforme expérimentale pour l'émulation comportementale du bateau électrique hybride. ....                                                                                                                       | 95  |
| Figure. 3.20: Courant mesuré aux bornes de la charge. ....                                                                                                                                                                       | 97  |
| Figure. 3.21: Zoom des courants mesurés sur DC-bus du banc d'essai expérimental. ....                                                                                                                                            | 97  |
| Figure. 3.22: Contribution des supercondensateurs. ....                                                                                                                                                                          | 98  |
| Figure. 3.23: Zoom de la contribution des supercondensateurs. ....                                                                                                                                                               | 98  |
| Figure. 3.24: Contribution des batteries au lithium. ....                                                                                                                                                                        | 98  |
| Figure. 3.25: Contribution du générateur diesel dans le bus continu. ....                                                                                                                                                        | 99  |
| Figure. 3.26: Tension aux bornes du module de supercondensateurs.....                                                                                                                                                            | 99  |
| Figure. 3.27: Tension aux bornes du module de batteries au lithium.....                                                                                                                                                          | 99  |
| Figure. 3.28: Tension mesurée sur le bus continu. ....                                                                                                                                                                           | 100 |
|                                                                                                                                                                                                                                  |     |
| Figure. 4.1: (a) Principe de cyclage et de caractérisation des cellules de supercondensateurs/ batteries, (b) Principe de mesure des températures, tensions et courants des quatre cellules.....                                 | 106 |
| Figure. 4.2: Principe de contrôle du système "BTHC". ....                                                                                                                                                                        | 108 |
| Figure. 4.3: Profil du mode température constante.....                                                                                                                                                                           | 109 |

|                                                                                                                                                                                                               |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figure. 4.4: Profil du mode dynamique programmable.....                                                                                                                                                       | 109 |
| Figure. 4.5: Schéma fonctionnel du système BT2000.....                                                                                                                                                        | 109 |
| Figure. 4.6: Schéma de contrôle du système BT2000, où 1-Signal de contrôle, 2-Régulateur de puissance, 3-Circuit de contrôle, 4-Capteur de courant, 5-Capteur de tension, 6-Batteries/Supercondensateurs..... | 110 |
| Figure. 4.7: Programme de cyclages d'une cellule de batteries avec profil du courant fluctuant et à 50°C.....                                                                                                 | 112 |
| Figure. 4.8: Programme type de caractérisation d'une cellule de batteries à courant constant et température de 50°C.....                                                                                      | 113 |
| Figure. 4.9: Forme d'onde du courant continu pour la charge et décharge des supercondensateurs.....                                                                                                           | 116 |
| Figure. 4.10: Protocole de tests expérimentaux en fonction du nombre des cycles.....                                                                                                                          | 116 |
| Figure. 4.11: Variation de la valeur moyenne des résistances issues des 4 cellules en fonction du nombre des cycles. ....                                                                                     | 116 |
| Figure. 4.12: Variation de la valeur moyenne des capacités issues des 4 cellules en fonction du nombre des cycles. ....                                                                                       | 116 |
| Figure. 4.13: Forme d'onde du courant continu avec une fréquence d'ondulation de $I_{sc}$ de 0.5 Hz. ....                                                                                                     | 118 |
| Figure. 4.14: Protocole de tests en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu...118                                                                                                            | 118 |
| Figure. 4.15: Valeur moyenne des résistances des 4 cellules en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu pour 14000 cycles entre 0.6 V et 2.7 V. ....                                          | 118 |
| Figure. 4.16: Valeur moyenne des capacités des 4 cellules en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu pour 14000 cycles entre 0.6 V et 2.7 V. ....                                            | 118 |
| Figure. 4.17: Protocole d'essai pour l'évaluation de l'impact de l'état de charge sur les résistances et capacités des cellules de supercondensateurs.....                                                    | 120 |
| Figure. 4.18: Valeur moyenne des résistances des supercondensateurs en fonction de l'état de charge (SoC).....                                                                                                | 120 |
| Figure. 4.19: Valeur moyenne des capacités des supercondensateurs en fonction de l'état de charge. ....                                                                                                       | 120 |
| Figure. 4.20: Répartition de la chaleur sur une cellule de supercondensateurs. ....                                                                                                                           | 122 |
| Figure. 4.21: Températures mesurées à partir des trois capteurs situés sur la surface d'une cellule de supercondensateurs.....                                                                                | 122 |
| Figure. 4.22: Protocole de tests basé sur la température variable.....                                                                                                                                        | 122 |
| Figure. 4.23: Résistance moyenne des cellules de supercondensateurs en fonction de la température. ....                                                                                                       | 122 |
| Figure. 4.24: Capacité moyenne des cellules de supercondensateurs en fonction de la température. ....                                                                                                         | 122 |
| Figure. 4.25: Impact de la température sur le temps de charge et décharge des supercondensateurs.....                                                                                                         | 124 |
| Figure. 4.26: Profil du courant continu pour les opérations de charge/décharge des batteries. ..                                                                                                              | 126 |
| Figure. 4.27: Protocole de tests expérimentaux en fonction du nombre des cycles de charge/décharge. ....                                                                                                      | 126 |
| Figure. 4.28: Variation de la résistance moyenne des batteries en fonction du nombre de cycles de Charge(ch)/décharge (di).....                                                                               | 126 |
| Figure. 4.29: Variation de la capacité moyenne des batteries en fonction du nombre de cycles de Charge(ch)/décharge (di). ....                                                                                | 126 |
| Figure. 4.30: Forme d'onde du courant continu avec une fréquence d'ondulation du courant DC de 0.5Hz.....                                                                                                     | 128 |
| Figure. 4.31: Protocole de tests expérimentaux en fonction de la fréquence d'ondulation du courant DC.....                                                                                                    | 128 |

|                                                                                                                                                                                                            |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figure. 4.32: Variation des valeurs moyennes des résistances des batteries en fonction de la fréquence d'ondulation du courant DC pour chaque 100 cycles. ....                                             | 128 |
| Figure. 4.33: Variation des valeurs moyennes des capacités des batteries en fonction de la fréquence d'ondulation du courant DC pour chaque 100 cycles. ....                                               | 128 |
| Figure. 4.34: Protocole de tests d'évaluation de l'impact de l'amplitude du courant continu sur les capacités et tensions des batteries. ....                                                              | 129 |
| Figure. 4.35: Courbe de charge et de décharge des batteries LFP à température ambiante. ....                                                                                                               | 129 |
| Figure. 4.36: Mesure de la température sur la surface de la batterie par caméra thermique. ....                                                                                                            | 130 |
| Figure. 4.37: Distribution de la température sur la surface de la batterie obtenue via les trois capteurs. ....                                                                                            | 130 |
| Figure. 4.38: Protocole de tests basé sur la température pour chaque 100 cycles. ....                                                                                                                      | 131 |
| Figure. 4.39: Variation de la valeur moyenne des résistances des batteries en fonction de la température pour chaque 100 cycles. ....                                                                      | 131 |
| Figure. 4.40: Variation de la valeur moyenne des capacités des batteries en fonction de la température pour chaque 100 cycles. ....                                                                        | 131 |
| Figure. 4.41: Impact de la température sur le temps de charge/décharge des batteries. ....                                                                                                                 | 132 |
| Figure. 4.42: Protocole de tests expérimentaux en fonction de la température et du nombre de cycles de charge/décharge. ....                                                                               | 132 |
| Figure. 4.43: Nombre de cycles de charge/décharge des batteries en fonction de la température pour la même durée de test (5h30). ....                                                                      | 132 |
| Figure. 4.44: Protocole de tests expérimentaux d'évaluation de l'impact de la température sur les capacités et les tensions des batteries. ....                                                            | 133 |
| Figure. 4.45: Courbe de charge/décharge de la batterie à température variable. ....                                                                                                                        | 133 |
| Figure. 5.1: Organigramme de calcul des résistances et des capacités des supercondensateurs. ..                                                                                                            | 139 |
| Figure. 5.2: Variation de la résistance moyenne des cellules de supercondensateurs en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température. ....                               | 141 |
| Figure. 5.3: Variation de la capacité moyenne des cellules de supercondensateurs en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température. ....                                 | 141 |
| Figure. 5.4: Organigramme de calcul des résistances et des capacités des batteries. ....                                                                                                                   | 143 |
| Figure. 5.5: Variation de la valeur moyenne des résistances des cellules LFP en phase de charge en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu et de la température. ....                     | 145 |
| Figure. 5.6: Variation de la valeur moyenne des résistances des cellules LFP en phase de décharge en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu et de la température. ....                   | 145 |
| Figure. 5.7: Variation de la valeur moyenne des capacités des cellules LFP en phase de charge en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu et de la température. ....                       | 145 |
| Figure. 5.8: Variation de la valeur moyenne des capacités des cellules LFP en phase de décharge en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu et de la température. ....                     | 146 |
| Figure. 5.9: Modèle électrothermique de supercondensateurs. ....                                                                                                                                           | 148 |
| Figure. 5.10: Modèle proposé de la batterie LFP. ....                                                                                                                                                      | 149 |
| Figure. 5.11: Principe de tests expérimentaux basés sur le contrôle du courant, de la température et de la supervision de la tension de la batterie/supercondensateurs à l'aide du logiciel MITS-Pro. .... | 151 |
| Figure. 5.12: Forme d'onde du courant de charge/décharge de la cellule de supercondensateurs avec une fréquence d'ondulation de 500 mHz. ....                                                              | 152 |
| Figure. 5.13: Forme d'onde de la température de la chambre climatique appliquée à la cellule de supercondensateurs. ....                                                                                   | 152 |
| Figure. 5.14: Tension de la cellule de supercondensateurs obtenue à partir de tests de simulations et d'expérimentation pour 65 °C et 35 °C. ....                                                          | 152 |
| Figure. 5.15: Section zoomée de la zone A correspondant à 65 °C. ....                                                                                                                                      | 153 |
| Figure. 5.16: Section zoomée de la zone B correspondant à 35 °C. ....                                                                                                                                      | 153 |

---

|                                                                                                                                     |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figure. 5.17: Profil du courant de charge/décharge de la batterie avec une ondulation de fréquence de 500 mHz. ....                 | 154 |
| Figure. 5.18: Consigne de température de l'enceinte climatique.....                                                                 | 154 |
| Figure. 5.19: Tension de la cellule de batteries obtenue à partir des simulations et des essais expérimentaux à 20 °C et 50 °C..... | 155 |
| Figure. 5.20: Section zoomée de la zone A correspondant à 20 ° C.....                                                               | 155 |
| Figure. 5.21: Section zoomée de la zone B correspondant à 50 ° C.....                                                               | 155 |



## Liste des tableaux

|                                                                                                                                           |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tableau. 1.1: Les 3 cycles de WLTP (Worldwide Harmonized Light vehicles Test Procedures) issue de [37].                                   | 37  |
| Tableau. 1.2: Classification des éléments de stockage d'énergie en fonction des services qu'ils peuvent rendre aux micro-réseaux [45].    | 42  |
| Tableau. 1.3: Avantages et inconvénients des technologies des batteries lithium.                                                          | 45  |
| Tableau. 2.1: Evaluations des impacts de l'amplitude du courant de charge et de décharge de supercondensateurs.                           | 58  |
| Tableau. 2.2: Paramètres d'une cellule de supercondensateurs BOOSTCAP3000F.                                                               | 59  |
| Tableau. 2.3: Paramètres pour une cellule de batteries SP-LFP100AHA.                                                                      | 69  |
| Tableau. 3.1: Comparaison de la batterie lithium et supercondensateurs [76], [77], [78].                                                  | 77  |
| Tableau. 3.2: Paramètres du module de batteries SP-LFP100AHA.                                                                             | 80  |
| Tableau. 3.3: Paramètres du module de supercondensateurs de 120 cellules de BOOSTCAP3000F.                                                | 80  |
| Tableau. 3.4: Paramètres du générateur diesel (500 kVA).                                                                                  | 86  |
| Tableau. 3.5: Paramètres utilisés pour la commande du système hybride.                                                                    | 90  |
| Tableau. 4.1: Performances de la chambre climatique ARS-0220.                                                                             | 108 |
| Tableau. 4.2: Caractéristiques et performances du système BT2000.                                                                         | 110 |
| Tableau. 4.3: Spécifications du logiciel MITS-Pro.                                                                                        | 111 |
| Tableau. 4.4: Paramètres d'une cellule de batteries LFP après 100 cycles.                                                                 | 114 |
| Tableau. 4.5: Impact de la température sur le nombre de cycles de charge/décharge des supercondensateurs pour une durée de test de 18h15. | 124 |
| Tableau. 4.6: Impact de la température sur le nombre de cycles de charge/décharge des batteries pour une durée de tests de 5h30.          | 132 |
| Tableau. 5.1: Résistances moyennes des cellules de supercondensateurs : $ESR$ en $[m\Omega]$ .                                            | 139 |
| Tableau. 5.2: Capacités moyennes des cellules de supercondensateurs : $C$ en $[Farads]$ .                                                 | 139 |
| Tableau. 5.3: Valeurs moyennes des résistances des cellules LFP en phase de charge : $ESR_{bat\_ch}$ en $[m\Omega]$ .                     | 143 |
| Tableau. 5.4: Valeurs moyennes des résistances des cellules LFP en phase de décharge : $ESR_{bat\_di}$ en $[m\Omega]$ .                   | 143 |
| Tableau. 5.5: Valeurs moyennes des capacités des cellules LFP en phase de charge : $Q_{cell\_ch}$ en $[Ah]$ .                             | 144 |
| Tableau. 5.6: Valeurs moyennes des capacités des cellules LFP en phase de décharge : $Q_{cell\_di}$ en $[Ah]$ .                           | 144 |



---



## Introduction générale



Le couplage multi-source met en jeu des interactions entre des sources d'énergies de nature différente. Les problématiques d'un tel système sont complexes et variées, car le comportement du système global n'est pas une simple juxtaposition des comportements individuels des sources interconnectées. Selon la nature des sources à interconnecter et le niveau varié des tensions des applications, on est souvent obligé d'adapter au moyen de convertisseurs de puissance et d'éléments additionnels, les sources et les charges électriques. Le couplage de plusieurs sources de nature différente entraîne des problématiques de dimensionnement, de qualité d'énergie et de la durée de vie des éléments interconnectés. Dans le domaine des énergies renouvelables, éolien, solaire ou hydrolien, les principaux facteurs de ces problématiques sont : les fluctuations de la vitesse du vent ou de la marée, les variations de l'ensoleillement, le caractère imprévisible du vent ou de la marée, la durée de vie limitée des éléments de stockage d'énergie électrique, l'absence de profil de mission standard (diversité des courbes de charge) et la nécessité d'optimisation de la production d'énergie électrique. Dans la littérature scientifique plusieurs études ont mis l'accent sur l'intérêt des unités de stockage pour améliorer la qualité de l'énergie des systèmes multi-sources dédiés aux applications des énergies renouvelables et celles des transports. Ces études montrent que l'utilisation des sources d'énergie renouvelable (ER) avec des unités de stockage d'énergie peut améliorer l'efficacité énergétique.

Ces dernières années, les systèmes de stockage d'énergie par des batteries et des supercondensateurs ont été renforcés pour les applications aux énergies renouvelables. Pour les systèmes hybrides multi-sources incluant les applications des énergies renouvelables, les batteries et supercondensateurs sont souvent utilisés comme des dispositifs de stockage d'énergie dédiés à la compensation des variations de puissance [1-3]. En effet, ces applications présentent pour ces dernières décennies des véritables changements dus à la forte pénétration des ressources énergétiques renouvelables distribuées pour les applications de production d'énergie décentralisées. Pour l'intégration de l'énergie éolienne/hydrolienne dans les réseaux électriques par exemple, les batteries/supercondensateurs peuvent servir comme dispositif de compensation des fluctuations de l'énergie éolienne/hydrolienne pour répondre aux exigences du réseau électrique. Pour obtenir des bonnes performances dans la gestion de l'énergie pour les applications éoliennes/hydroliennes, une connaissance parfaite du comportement des unités de stockage incluant les impacts de l'environnement applicatif est nécessaire. Pour atteindre cet objectif, la caractérisation et la modélisation électrothermique des batteries/supercondensateurs constituent un aspect clé pour la définition des stratégies de gestion d'énergie. Pour maximiser la précision des modèles, la caractérisation et la modélisation doivent être menées dans des conditions très proches à celles des applications réelles. Dans le cadre de ce mémoire de thèse,

l'accent a été mis sur la température, la forme d'onde du courant et de son amplitude, ce qui entraîne la nécessité d'utilisation de l'approche temporelle pour l'identification des paramètres. L'idée repose sur le fait que dans une application réelle, les batteries/supercondensateurs pourraient fonctionner avec des grands courants fluctuants et dans des environnements où la température pourrait être éloignée de la température nominale. Par conséquent, pour assurer l'efficacité du contrôle, les modèles doivent être adaptés pour refléter avec une bonne corrélation les variations des caractéristiques des batteries/supercondensateurs. La démarche scientifique se justifie par le fait que la majeure partie des modèles des batteries et des supercondensateurs disponibles actuellement dans la littérature présentent quelques insuffisances telles que:

- L'absence de modélisation du vieillissement électrothermique qui pourrait prendre en compte les variations des résistances et des capacités en fonction de l'action combinée de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu.
- La validité non entièrement discutée de certains modèles proposés pour les cellules anciennes des batteries/supercondensateurs.
- La signification physique des composants des circuits électriques équivalents qui affecte la pertinence de l'approche déterministe est partiellement ignorée.

Par exemple, les modèles proposés dans la littérature ([4-15]) pour simuler le comportement dynamique des supercondensateurs/batteries LFP ne prennent pas suffisamment en compte les variations des résistances et des capacités des batteries/supercondensateurs en fonction des conditions d'applications réelles. En effet, les applications des énergies renouvelables nécessitent généralement des modèles de batteries/supercondensateurs spécifiques qui prennent en compte les réelles contraintes d'utilisation telles que les actions combinées de la température et la fréquence des ondulations du courant continu. Pour relever ce défi, nous avons proposé de mettre l'accent dans un premier temps sur la caractérisation des batteries et des supercondensateurs pour évaluer les impacts combinés de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu. Dans un second temps, nous nous sommes intéressés à l'aspect de modélisation multi-physique des batteries et des supercondensateurs en utilisant des contraintes électrothermiques, pour prendre en compte les variations des résistances et des capacités en fonction de la température, de la fréquence des ondulations du courant continu et de l'état de charge des cellules. Pour vérifier la cohérence des résultats, quatre échantillons de batteries/supercondensateurs ayant une capacité nominale de 100 Ah/3000 F et une tension de 3.2 V/2.7 V ont été utilisés pour chaque test expérimental. Les tests de cyclage sont effectués à température contrôlée sans refroidissement par convection forcée. Les cycles électriques sont effectués entre la tension maximale de 3.8 V et la tension minimale de 2.8 V pour les batteries.

Ceux des supercondensateurs entre 2.7 et 0.6 V. Aucun repos n'est autorisé entre chaque cycle de charge/décharge. Les contraintes électriques et thermiques sont assurées par un cycleur BT2000 combiné à une chambre climatique AR-0220. Ce mémoire de thèse est organisé comme suit :

Le premier chapitre traite les problématiques des systèmes multi-sources dédiés aux applications des énergies renouvelables et celles des transports.

Le deuxième chapitre décrit les modèles comportementaux des batteries et des supercondensateurs, suivi du choix des modèles les plus adaptés pour l'application de gestion d'énergie multi-source.

Le troisième chapitre repose sur une gestion d'énergie électrique temps réel pour une application type « bateau fluvial » qui a permis d'améliorer la réponse dynamique du bateau électrique hybride pour les variations rapides de la charge.

Le quatrième chapitre est consacré à la description de la plateforme de caractérisation des batteries et des supercondensateurs. Ce chapitre traite également les impacts de la température, de la fréquence des ondulations du courant continu, du nombre de cycles et de l'état de charge sur les résistances et les capacités des batteries et des supercondensateurs.

Le dernier chapitre repose sur la modélisation multi-physique des batteries et des supercondensateurs en utilisant des contraintes électrothermiques pour prendre en compte les variations des résistances et des capacités en fonction de la température et la fréquence des ondulations du courant continu.

Enfin, cette thèse se clôture par des conclusions de nos travaux et des perspectives qui pourront y faire suite.



---



## **Chapitre 1 : Systèmes multi-sources pour les Micro-réseaux**



## 1.1. Introduction

Ce chapitre présente une vision des problématiques des systèmes multi-sources dédiés aux applications des énergies renouvelables et aux transports. Le couplage de plusieurs sources de natures différentes, entraîne des problématiques de dimensionnement, de qualité d'énergie et de la durée de vie des éléments interconnectés. Dans le domaine de l'intégration de plus en plus massive des énergies renouvelables pour minimiser la part des énergies fossiles, les principaux facteurs pénalisants sont : les fluctuations de la vitesse du vent ou de la marée, les variations de l'ensoleillement, le caractère peu prédictible du vent et de la marée, la durée de vie limitée des éléments de stockage électrochimiques et électrostatiques d'énergie électrique. La diversité des profils et la maîtrise de consommation ainsi que la nécessité d'optimisation de la production d'énergie électrique par rapport aux ressources renouvelables constituent les principaux challenges.

## 1.2. Caractéristiques des sources

Dans cette section nous allons faire un bref rappel des caractéristiques de certaines sources, afin de mettre en évidence les grandeurs susceptibles d'affecter les performances des systèmes multi-sources. Ces caractéristiques permettront de cadrer les problématiques qui seront abordées tout au long de ce mémoire. Le système que nous proposons intègre un ou plusieurs groupes électrogènes Diesel, un ou plusieurs aérogénérateurs ou générateurs photovoltaïques.

### 1.2.1. Groupe diesel

Les groupes électrogènes sont généralement fabriqués pour être utilisés à vitesse fixe. Plusieurs travaux [16-18] montrent que la consommation de fuel, le coût du système et la durée de vie du groupe électrogène peuvent être optimisés lorsqu'il fonctionne à vitesse variable. La Figure. 1.1 illustre une étude comparative entre un groupe électrogène à vitesse fixe et un groupe électrogène à vitesse variable. Pendant le fonctionnement à vitesse variable, le groupe électrogène est capable de délivrer une puissance supérieure à sa puissance de synchronisme. La puissance maximale produite par le groupe électrogène à vitesse variable est égale à  $P_{d1max}$  et pour obtenir la même puissance ( $P_{d2synch}$ ) à partir d'un groupe électrogène à vitesse fixe de synchronisme, il est nécessaire d'utiliser un groupe électrogène de puissance installée plus grande que celle du groupe électrogène à vitesse variable. Ceci entraîne un surcoût, un plus grand encombrement (dimensions et poids) et plus de consommation de fuel. La plage de variation de la puissance à la vitesse de synchronisme est définie par  $P_{loadfix}$ . La plage de fonctionnement du groupe électrogène à vitesse variable est délimitée par la vitesse minimale  $\omega_{gmin}$  et celle maximale  $\omega_{gmax}$ . Dans cette plage, une variation linéaire de la puissance  $P_{loadvar}$  en fonction de la vitesse est envisageable.

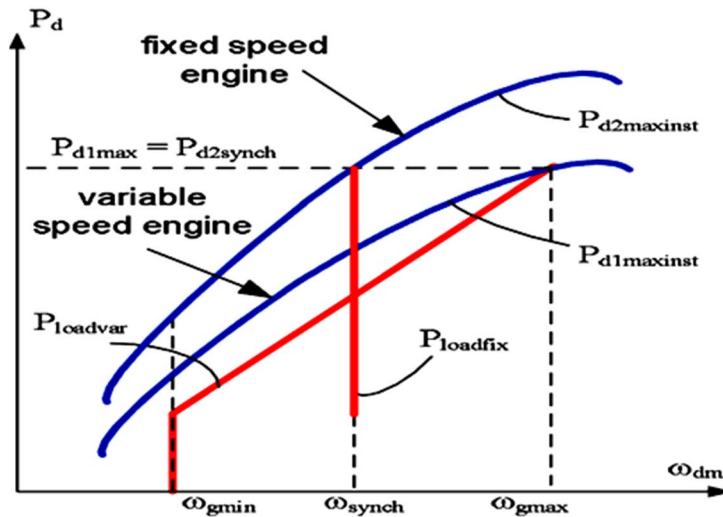


Figure. 1.1: Comparaison entre groupe électrogène à vitesse fixe et celui à vitesse variable, où  $P_{d1max}$  est la puissance maximale installée du groupe à vitesse variable,  $\omega_{synch}$  est la vitesse de synchronisme [16].

La caractéristique commune à tous les groupes électrogènes quelle que soit la technologie est la « dynamique lente » qui peut être contraignante pour certaines applications multi-sources dotées d'éolienne et/ou hydrolienne.

### 1.2.2. Energie éolienne

L'énergie électrique produite par une éolienne suit le comportement aléatoire de la vitesse du vent qui est difficilement prévisible. En effet, les caractéristiques du vent sont différentes d'une région à l'autre et d'un continent à l'autre. Néanmoins, la première tentative de modélisation et de caractérisation de la vitesse de vent a été commencée par Van Der Hoven en 1957 à partir d'une grande base de données de longs et moyens termes de la ville de Brookhaven, New York. Cette étude a permis de définir une caractéristique globale du profil de la vitesse de vent présentée par la Figure. 1.2, qui a été récemment réédité dans [19].

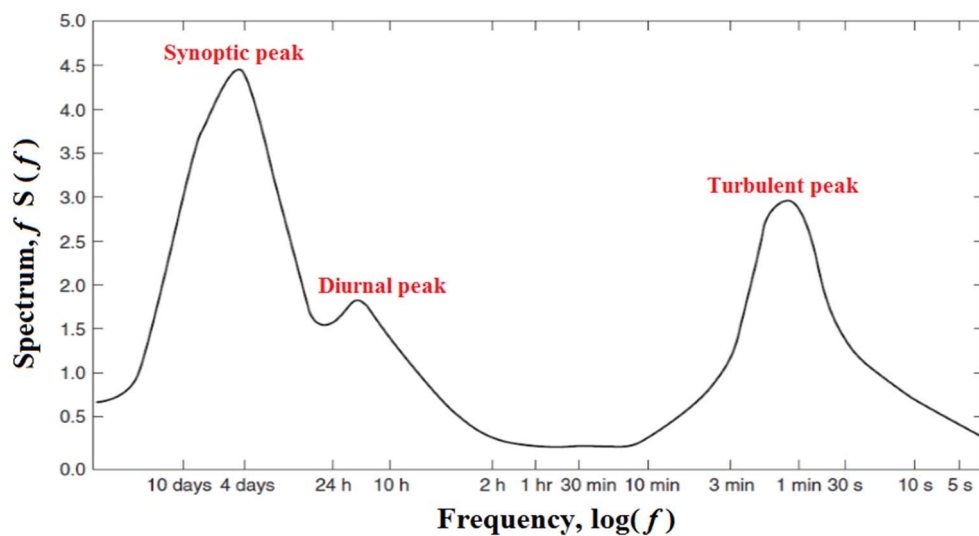


Figure. 1.2: Spectre de la vitesse du vent de Van Der Hoven issue de [19].

La Figure. 1.2 présente des variations sur plusieurs jours appelées « Synoptic peak », des variations journalières désignées par « Diurnal peak » et des variations de court-terme désignées par « turbulent peak » allant de quelques minutes à quelques secondes. Les variations « synoptic peak » et « diurnal peak » peuvent être traitées indépendamment des composantes de court-terme (turbulent peak). Le phénomène "spectral gap" survient entre les pics journaliers (diurnal peak) et les pics de turbulence (turbulent peak). L'énergie est très faible dans cette zone comprise entre 2 h et 10 min, mais il convient de signaler que cette zone n'a pas été observée dans [20]. Selon ce dernier, le "spectral gap" survient probablement lorsque des mesures à différentes altitudes ou à différentes périodes d'échantillonnage sont combinées. Par contre, plusieurs travaux de modélisation de la vitesse de vent [19-21] sont unanimes sur le fait que la composante turbulente contient des perturbations non négligeables. Celles-ci peuvent avoir un impact considérable sur le dimensionnement et sur la qualité de l'énergie électrique produite. D'après [20], la bande fréquentielle de la vitesse de vent issue des données acquises sur 104 turbines localisées sur quatre sites est comprise entre 0.25  $\mu\text{Hz}$  et 0.14 mHz dans le cas des mesures effectuées pendant 366 jours avec un pas d'échantillonnage d'une heure. Par contre, les mesures effectuées pendant 10 jours avec un pas d'échantillonnage d'une seconde montrent une plage fréquentielle allant de 9.2 nHz à 0.5 Hz. De ces travaux de caractérisation, il apparaît que la partie significative de la puissance éolienne a un contenu fréquentiel inférieur à 1 Hz. Au-delà de cette fréquence, les fluctuations peuvent être atténuées par des unités de stockage d'énergie électrique à dynamique rapide tel que les supercondensateurs [22].

Une étude menée par [21] sur des données mesurées sur sept sites aux USA avec des puissances installées allant de 330 kW à 1.5 MW par turbine met l'accent sur les fluctuations haute fréquence de la puissance éolienne et présente une analyse intéressante dont nous présentons quelques indicateurs. Notons que l'inertie des turbines est plus faible pour des puissances plus petites. Aussi, les amplitudes des fluctuations exposées dans ce paragraphe sont susceptibles d'être plus faibles que dans le cas des turbines éoliennes avec des puissances inférieures à 100 kW. La Figure. 1.3 présente un profil de la vitesse du vent mesurée avec un pas d'une minute pendant 1h. La vitesse moyenne du vent au cours de cette période est de 7.85 m/s avec une déviation de 1.12 m/s. Ce profil donne un coefficient de variance (écart type divisé par la moyenne) de 0.14. Le plus grand changement par minute de la vitesse du vent observé sur ce profil est de 2.78 m/s dans le sens positif (augmentation). Les amplitudes des variations de la puissance éolienne par minute sont de l'ordre de 0.3 % à 1 % de la capacité de l'installation.

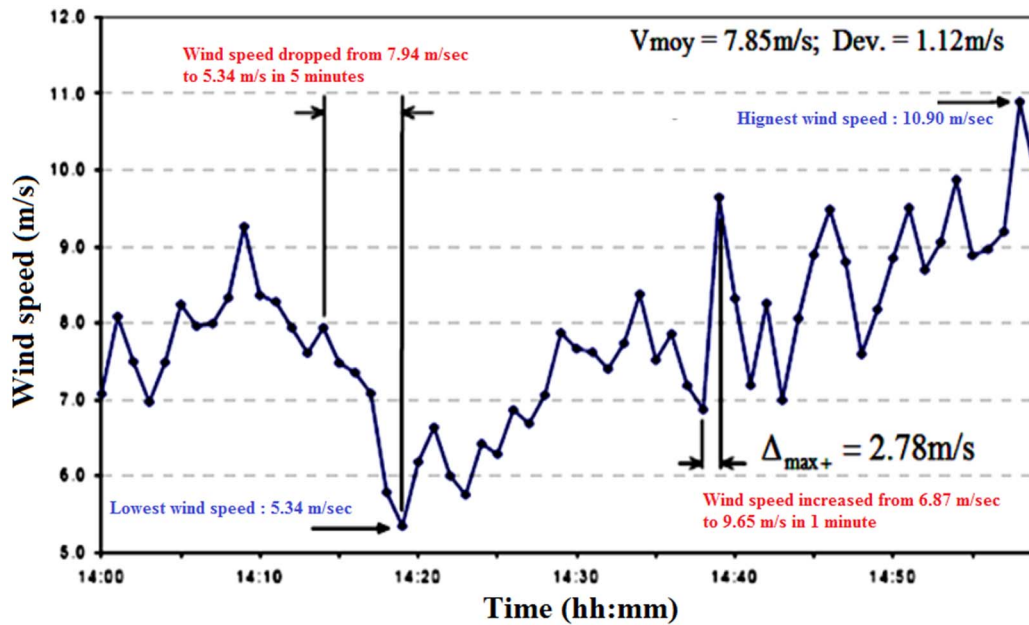


Figure. 1.3: Vitesse du vent mesurée avec un pas d'une minute pendant 1 heure [21].

Les valeurs plus élevées sont pour les plus petites installations et les valeurs faibles sont pour les grandes installations. Pour des intervalles de 10 minutes, les amplitudes moyennes des variations de la puissance éolienne varient autour de 2 % de la capacité du système. Les amplitudes moyennes des variations horaires peuvent atteindre 4.5 % à 6.4 % de la capacité de l'éolienne. Ces pourcentages sont calculés par rapport à la capacité nominale des éoliennes testées.

Les principales grandeurs à retenir de ce profil sont : - la forme d'onde de la vitesse du vent et l'amplitude des variations de la puissance éolienne qui sont des indicateurs pour le choix et le dimensionnement des sources nécessaires à la compensation des fluctuations.

### 1.2.3. Energie photovoltaïque

L'ensoleillement évolue sous la forme d'une demi-sinusoïde au cours de la journée, sauf en cas des passages des nuages qui provoquent des intermittences. L'évolution instantanée (variation par seconde) de la radiation mesurée à Utrecht (Netherlands) le 17 Juin 2008 est illustrée par la Figure. 1.4, [23]. Elle est moyennée sur une heure et le résultat est comparé aux relevés fournis par le site web "Strang" pour le même lieu et le même jour. La Figure. 1.5 présente les mesures faites par le NREL (National Renewable Energy Laboratory/U.S.A) entre 1986 et 2007. Ce résultat montre que la forme d'onde de l'ensoleillement sur plusieurs années est similaire à celle de l'évolution journalière. De ces profils, il ressort que l'énergie photovoltaïque est moins fluctuante que celle de l'éolienne.

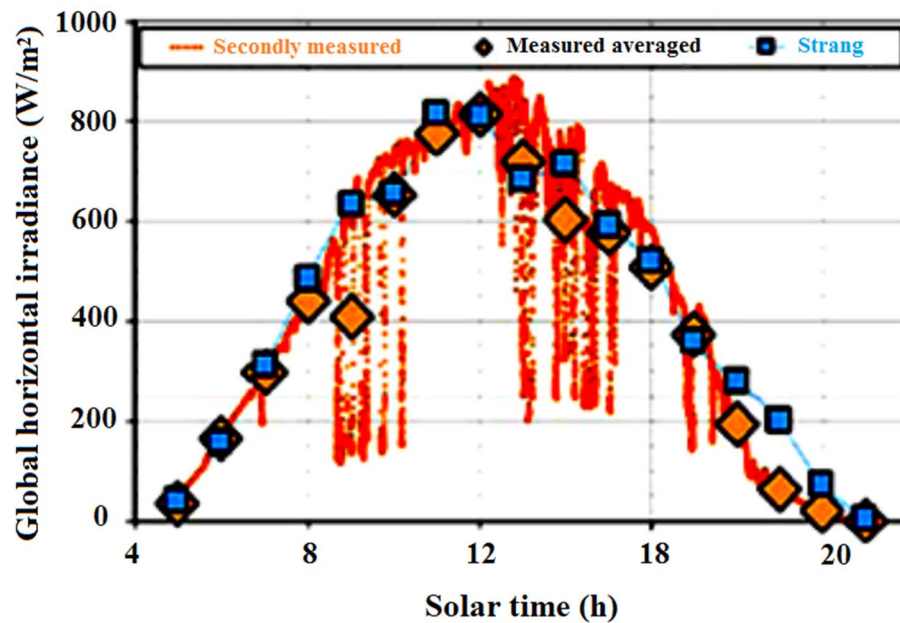


Figure. 1.4: Radiation solaire journalière mesurée avec un pas d'échantillonnage d'une seconde et sa moyenne horaire qui sont comparées avec les mesures du site web "Strang", [23].

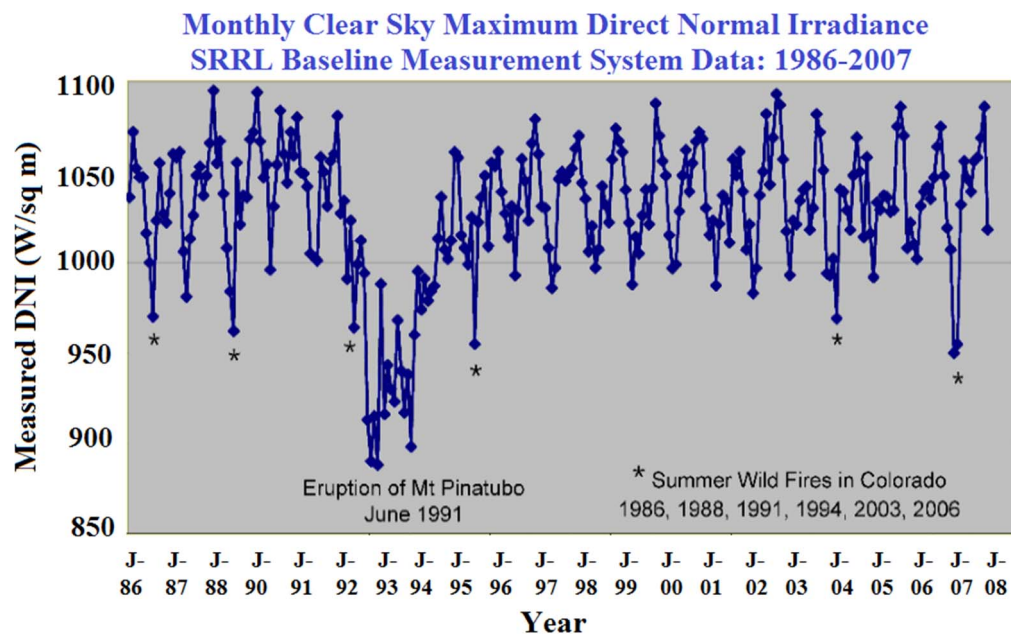


Figure. 1.5: Radiation solaire sur plusieurs années issue de [24].

#### 1.2.4. Caractéristiques de base des unités de stockage d'énergie électrique

Il existe différentes technologies de stockage de l'énergie électrique capables de s'adapter au mieux au système de production des énergies renouvelables. Quelle que soit la technologie, le principe consiste à stocker de l'électricité en transformant l'énergie électrique en une autre forme d'énergie, qui peut être emmagasinée puis restituée en fonction du besoin. Les principaux moyens de stockage de l'énergie sont : - les supercondensateurs, les inductances supraconductrices (SMES

Superconductor Magnetic Energy Storage), les volants d'inertie (FES : Flywheel Energy Storage), les systèmes à air comprimé avec fluide d'interface (eau ou huile), les BOP (batteries Oil hydraulics and Pneumatics), et les accumulateurs électrochimiques. À ces moyens de stockage à petite échelle s'ajoutent les moyens de stockage à grande échelle tels que : - le stockage hydraulique gravitaire, l'air comprimé en caverne, les batteries électrochimiques, les batteries à circulation (Redox flow batteries), et les systèmes à stockage thermique qui sont en phase d'étude [25]. Les critères de choix d'une technologie de stockage dépendent du besoin, des contraintes de réglementation, des contraintes de coût et d'environnement [26]. Le choix d'un système de stockage d'énergie pour un site donné dépend de plusieurs critères tels que :

- la quantité de l'énergie qui doit être disponible ;
- la puissance nécessaire à la mise en œuvre ;
- le nombre des cycles et profondeur de décharge ;
- le coût d'investissement et de la maintenance qui sont liés à la maturité de la technologie ;
- la sécurité.

Les unités de stockage d'énergie électrique peuvent être catégorisées par leurs performances en énergie et/ou puissance comme illustré par le diagramme de Ragone de la Figure. 1.6, [27]. La densité d'énergie ou énergie spécifique est un indicateur de la performance énergétique d'une unité de stockage d'énergie électrique [28]. La puissance spécifique ou la densité de puissance est quant à elle un indicateur de la performance en puissance instantanée de l'unité de stockage. Ces deux indicateurs de performances permettent de répartir les unités de stockage de l'énergie électrique, selon la réponse dynamique subie ou voulue pour chacune d'elles.

Parmi les unités de stockage d'énergie électrique, nous nous intéresserons particulièrement aux supercondensateurs et aux batteries. Les supercondensateurs possèdent une puissance instantanée plus importante que celle des batteries et une énergie plus grande que celle des condensateurs classiques. Leur durée de vie est plus grande que celle des batteries. Les supercondensateurs sont caractérisés par une réponse dynamique inférieure à quelques dizaines de secondes. Les batteries ont une densité de puissance très faible, mais une énergie spécifique plus élevée. Elles sont caractérisées par une réponse dynamique supérieure à la minute. En ce qui concerne la pile à combustible et le groupe électrogène, ce sont des convertisseurs d'énergie et non pas des unités de stockage [29], mais associés à des réservoirs de combustibles (hydrogène ou gasoil) ils contribuent avec leurs dynamiques propres à une production d'électricité.

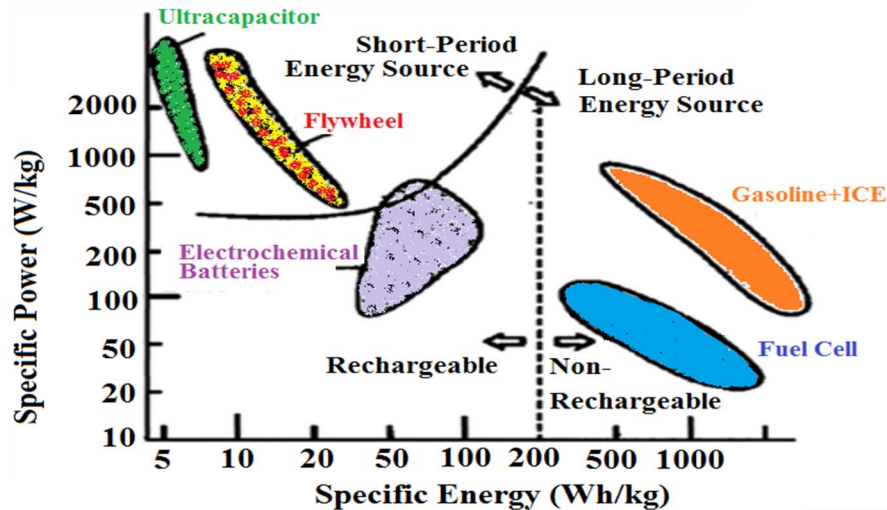


Figure. 1.6: Performances en énergie et puissance des éléments de stockage ou de production d'énergie [25].

En résumé, aucun des principes de stockage d'énergie électrique décrit ci-dessus ne dispose à lui tout seul de toutes les qualités (forte densité d'énergie, forte densité de puissance, réponse dynamique adéquate) pour les applications de forte variabilités telles des énergies renouvelables ou les véhicules électriques. En d'autres termes, les unités de stockage de l'énergie électrique selon les différents principes ont vocation à avoir des rôles complémentaires et non concurrentiels. Pour atteindre les meilleures performances pour une application données, l'usage complémentaire de deux ou plusieurs éléments de stockage peut s'avérer intéressante. C'est cette démarche que l'on appelle l'hybridation qui rend viables les systèmes dits multi-source. Ces systèmes répondent à des impératifs garantissant un fonctionnement électrique satisfaisant via un point de couplage de sources et de charges dont les perturbations doivent être compensées en temps réel. Les sources peuvent être perturbatrices par elles-mêmes (mix comportant des énergies renouvelables) ou bien conçues à dessein pour faire face à des perturbations de très court terme et de long terme induites par la charge (profil de la charge de véhicule électrique par exemple).

### 1.3. Problématiques du couplage multi-source

Chaque source d'énergie peut être contrôlée sans d'autres contraintes que celles liées à ses propres caractéristiques. Par contre, une interconnexion des sources de nature différente met en jeu plusieurs phénomènes pouvant affecter la stabilité et les performances du système global. Ces types de contraintes font que le taux de pénétration des sources intermittentes est limité pour assurer la stabilité du réseau. Dans le cas des éoliennes connectées à un réseau alternatif, plus le taux de pénétration devient important, plus les problèmes de stabilité en fréquence et en tension au point de couplage deviennent aussi importants. Lorsqu'une production éolienne est utilisée dans un système multi-source, les fluctuations produites par l'éolienne sont injectées au point de

couplage. Dans ce cas, gérer convenablement la stabilité électrique du point de couplage signifie que la dynamique résultante des interactions entre tous les organes interconnectés permet la compensation de fluctuations induites par l'éolienne. En couplant par exemple une éolienne et un groupe diesel, ce dernier devrait avoir au moins la même dynamique. Malheureusement, ce n'est pas le cas en règle générale, il faut donc trouver d'autres solutions. L'intégration des éoliennes dans un système de production d'énergie électrique pose ainsi des problématiques complexes qui nécessitent une connaissance approfondie des constituants du système. De plus, les problématiques diffèrent selon que le système est connecté au réseau électrique ou non connecté.

Dans le cas du système connecté au réseau électrique, plusieurs travaux ont été menés pour identifier les impacts de la production décentralisée, puis proposer des solutions : [30], [31], [32], [33]. Dans le cadre de ce mémoire, nous rappellerons brièvement les principaux impacts. Nous parlerons essentiellement de l'impact des productions décentralisées sur les réseaux de distribution.

### **1.3.1. Problématiques liées à l'intermittence des énergies renouvelables**

La production des énergies renouvelables (éolienne, hydrolienne et photovoltaïque) est susceptible à des variations de disponibilité du fait de l'intermittence de la ressource. Le problème majeur de l'éolienne ou l'hydrolienne est l'incertitude sur les prévisions de la vitesse du vent ou celle de la marée, entraînant une incertitude sur la production de l'énergie. Des exemples de mauvaises prévisions concernant les pays nordiques sont présentés dans [34]. Les conséquences des erreurs de prévisions sur 24 h peuvent entraîner une sous-production de l'ordre de 50 % ou une surproduction de 50 % avec des changements rapides de signe en cours de journée. Malgré cette contrainte, les capacités de production des réserves contrôlables doivent être maintenues pour pallier ces incertitudes, en particulier pour satisfaire la demande en période de pointe. Ainsi, les capacités de production de remplacement dans le cas où les énergies renouvelables ne peuvent pas répondre à la demande, doivent pouvoir démarrer quasi instantanément [35]. Les situations de surproduction peuvent devenir critiques lorsque les lignes d'interconnexion des réseaux ont atteint leurs capacités limites. La prévision est globalement bonne en ce qui concerne l'amplitude mais présente une incertitude sur le moment où ce niveau de production sera atteint. En effet, la capacité des lignes et des postes de transformation est limitée. Cette limitation peut engendrer dans le cas de l'éolienne un problème fondamental, car les lieux de production sont généralement distants des consommateurs. Afin d'éviter la surcharge des lignes de transport et d'assurer la sécurité du réseau, des nouvelles lignes devraient être construites en particulier aux

interconnexions entre les réseaux gérés par des opérateurs différents [33]. Il faut cependant noter que le délai de renforcement d'un poste peut atteindre 5 ans et le délai de construction d'une nouvelle ligne peut atteindre 10 ans et faire l'objet d'oppositions importantes de la part des populations. La société Réseau de Transport d'Électricité (RTE) a évalué la capacité d'accueil du réseau français, sans adaptation importante, entre 6000 et 7000 MW d'éolienne [33], [36].

De plus, les variations de vitesse de vent/marée et de l'ensoleillement se traduisent par des fluctuations des puissances produites entraînant un grand nombre des cycles et microcycles pour les dispositifs de compensation. Les solutions envisagées ces dernières années consistent à insérer des éléments de stockage d'énergie dans le système pour atténuer les impacts des fluctuations de puissance sur les performances du système global. Ainsi, le système hybride devient plus complexe et nécessite une stratégie de contrôle prenant en compte toutes les contraintes liées aux sources interconnectées et les interactions résultantes.

### 1.3.2. Problématiques liées à la non standardisation des profils des charges

L'une des problématiques des systèmes multi-sources est la diversité des profils de mission qui varie non seulement en fonction des applications, mais aussi en fonction des réglementations des pays ou groupe des pays. Par exemple pour les applications des véhicules, ils existent des cycles « normalisés » tels que : le cycle européen de conduite d'automobile (NEDC, Figure. 1.7), le cycle américain de conduite d'automobile (FUDS-FHDS, Figure. 1.8), le cycle japonais de conduite d'automobile (JC08, Figure. 1.9) adopté depuis 2011. Tous ces cycles peuvent être qualifiés de théorique (non réaliste) car ils ne sont pas identiques aux cycles réels utilisés par les conducteurs. C'est pour cette raison, des experts européens, japonais et indiens ont développé le WLTP (Worldwide Harmonized Light vehicles Test Procedures) dans le but d'évaluer les polluants, l'économie de carburant, mais aussi les performances des véhicules électriques légers. La procédure de test est divisée en trois cycles, en fonction du rapport de la puissance électrique nominale en [W] sur la masse du véhicule d'essai en [kg]. Ce ratio appelé PMR (Power to Mass Ratio) et les 3 classes sont définis comme indiqué dans le Tableau. 1.1.

Tableau. 1.1: Les 3 cycles de WLTP (Worldwide Harmonized Light vehicles Test Procedures) issue de [37].

|         | Puissance électrique/Masse du véhicule (PMR) |
|---------|----------------------------------------------|
| Class 3 | $PMR \geq 34$                                |
| Class 2 | $22 < PMR < 34$                              |
| Class 1 | $PMR \leq 22$                                |

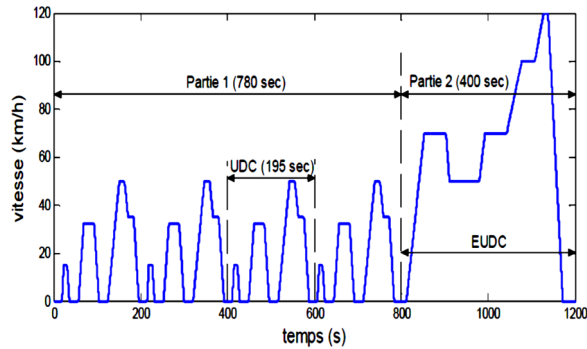


Figure. 1.7: Cycle européen de conduite d'automobile type (NEDC).

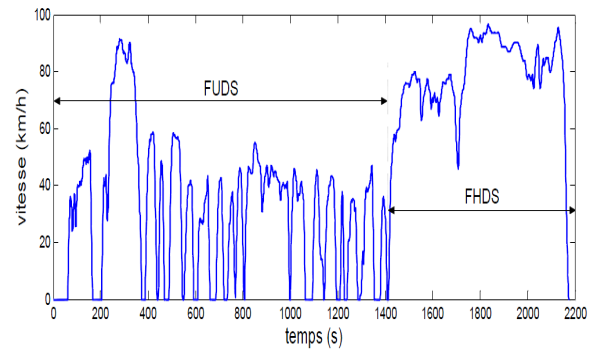


Figure. 1.8: Cycle américain de conduite d'automobile type (FUDS-FHDS).

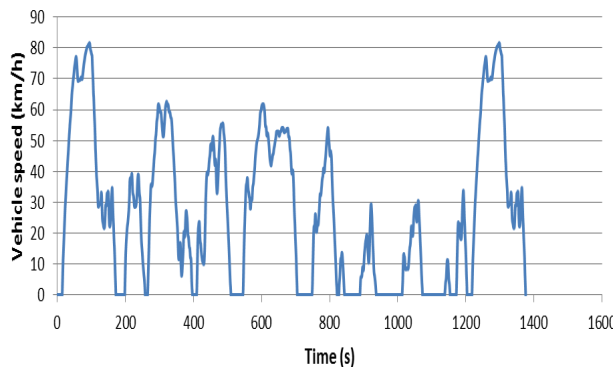


Figure. 1.9: Cycle japonais de conduite d'automobile type, adopté en 2011 (JC08) issue de [37]

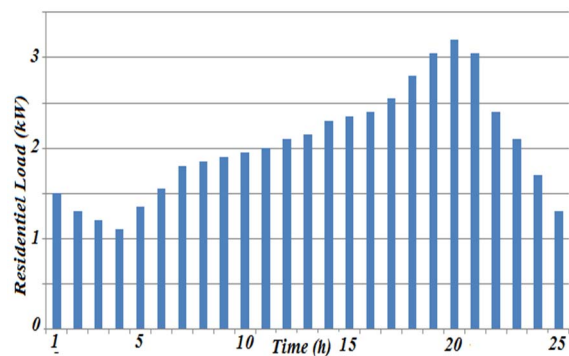


Figure. 1.10: Profil type de charge résidentielle pour l'été.

Compte tenu de la diversité des profils, il est préférable de parler de «cycle de conduite type» que des cycles normalisés, car le profil de vitesse peut varier selon les conducteurs du fait qu'ils n'actionnent pas de la même façon les commandes du véhicule.

Pour les applications de production d'énergie décentralisée, la problématique est beaucoup plus complexe en raison de la diversité et du nombre d'appareils utilisés par les consommateurs d'énergie. La diversité des appareils entraîne une diversité des profils de consommation. Ces profils sont généralement très mal estimés à cause d'imprécisions du besoin des consommateurs qui ne souhaitent pas d'intrusion. Néanmoins, un profil type de charge résidentielle pour une saison d'été est illustré sur la Figure. 1.10.

Quel que soit le type d'application envisagé, la diversité des profils de mission entraîne la nécessité de rechercher une méthode de dimensionnement et de gestion d'énergie spécifique au cahier des charges.

### 1.3.3. Problématiques des services système

Actuellement, la majorité des productions décentralisées ne participe pas aux services système pour plusieurs raisons. La première est due à l'incapacité technique, car certaines technologies ne sont pas a priori adaptées. Des études ont montré que certaines technologies ont

la possibilité d'apporter des services système [38], [39]. La seconde raison s'explique par l'absence de demande de la part des Gestionnaires du Réseau électrique. La troisième raison est liée à l'aspect économique qui semble être inintéressant pour les gestionnaires du réseau. Le fait que la production décentralisée ne participe pas aux services système risque de limiter à terme son taux de pénétration [33].

### 1.3.4. Problématiques des pics de consommation

Le problème majeur de l'exploitation du réseau électrique est de maintenir en permanence, l'équilibre entre l'offre disponible et la demande potentielle en énergie électrique. Les paramètres influençant la consommation d'électricité sont essentiellement la météorologie et l'activité économique. Chaque fois que la température baisse, la consommation d'énergie électrique augmente considérablement. La méthode de prévision s'appuie sur le caractère cyclique de la consommation qui peut être : annuel, hebdomadaire ou journalier. Un exemple de courbe de consommation journalière d'hiver issue de [40] est présenté sur la Figure. 1.11. Cette courbe de consommation d'électricité journalière reflète les modes de vie des consommateurs. Surtout en hiver, sur 24 heures, la courbe de consommation électrique représente une pointe le matin, avec une progression de 4h à 8h, un creux l'après-midi vers 16h. Vers 19h, c'est le pic du soir et enfin un creux la nuit. En effet, dès 4 h du matin, la consommation électrique augmente. À cette heure, la vie journalière reprend son rythme. Avec la pause déjeuner, la consommation électrique se stabilise puis décroît progressivement jusqu'à 16h [35]. Le transport, l'électroménager, les télévisions, l'éclairage public et domestique etc... sont alors massivement utilisés vers 19h. Ces demandes conduisent à la pointe journalière de la consommation électrique aux environs de 19h comme illustré sur la Figure. 1.11.

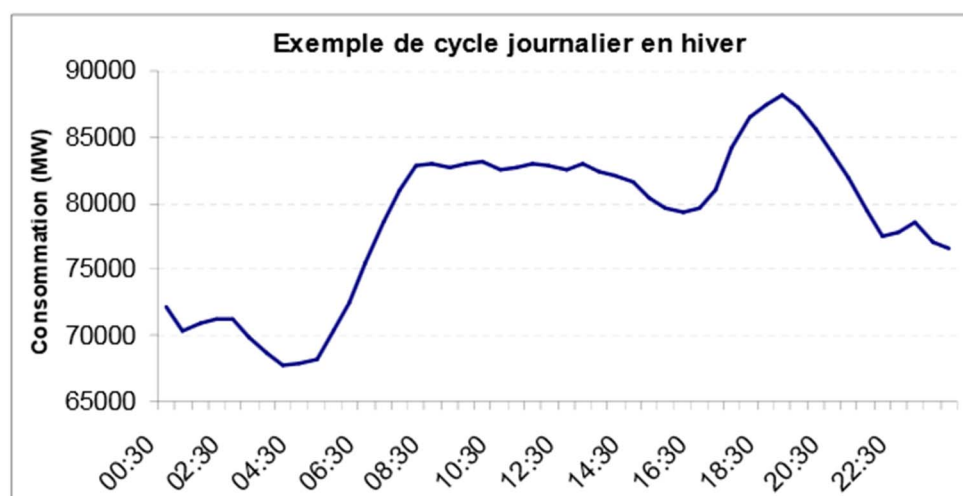


Figure. 1.11: Exemple de courbe de consommation électrique journalière en hiver [40].

Pour lisser la courbe de consommation et réduire les pics, les pouvoirs publics ont, depuis plusieurs années, développé des actions dites de « Maîtrise de la Demande d'Énergie » en France. Producteurs et consommateurs du secteur tertiaire ainsi que les particuliers auront un rôle à jouer dans cette recherche de maîtrise de l'usage de l'électricité selon trois axes : la maîtrise totale de la demande, la maîtrise des usages contribuant à la croissance de la pointe et le développement des effacements de consommation [35], [40].

#### **1.4. Convergence - Divergence entre l'application de transport et celle de la production décentralisée de l'énergie électrique**

Dans le cadre de la généralisation des besoins énergétiques des applications de transport, les cycles énergétiques optimaux supposent un stockage de l'énergie selon, des horizons temporels variés. Les contraintes du stockage doivent être respectées et l'incidence sur le dimensionnement et le contrôle des convertisseurs statiques doivent être évaluées et prise en compte. Pour les applications de transport, l'étude des topologies des convertisseurs de puissance incluant des nouvelles technologies telles que les supercondensateurs, les batteries et les piles à combustible a fait l'objet de plusieurs travaux ses dernières années [3], [41], [42], [43].

A l'image des applications de transport, les systèmes de production aux énergies renouvelables nécessitent des éléments de stockage de l'énergie dès lors qu'une production locale intermittente est envisagée. En effet, les applications de transport et les systèmes de production aux énergies renouvelables présentent une convergence des structures des convertisseurs statiques comme la montre la Figure. 1.12. Cette convergence permet de transposer des stratégies de gestion d'énergie électrique développées pour les applications de transport pour le pilotage des systèmes de production d'énergie décentralisée. Dans ce cas, une attention particulière doit être portée sur la constante de temps du système qui est généralement plus faible pour les applications de transport que dans les systèmes de production aux énergies renouvelables. En plus de la constante de temps du système, il faut identifier l'origine des fluctuations, car le développement des stratégies de la gestion d'énergie en dépendra.

Par exemple, pour les applications de transport, l'origine des fluctuations est la charge. Quant aux systèmes de production aux énergies renouvelables, les fluctuations viennent non seulement des sources intermittentes, mais aussi de la charge. Quel que soit le type d'application, l'intégration des supercondensateurs, des batteries et/ou piles à combustible dans un système multi-source nécessite l'utilisant des convertisseurs DC/DC.

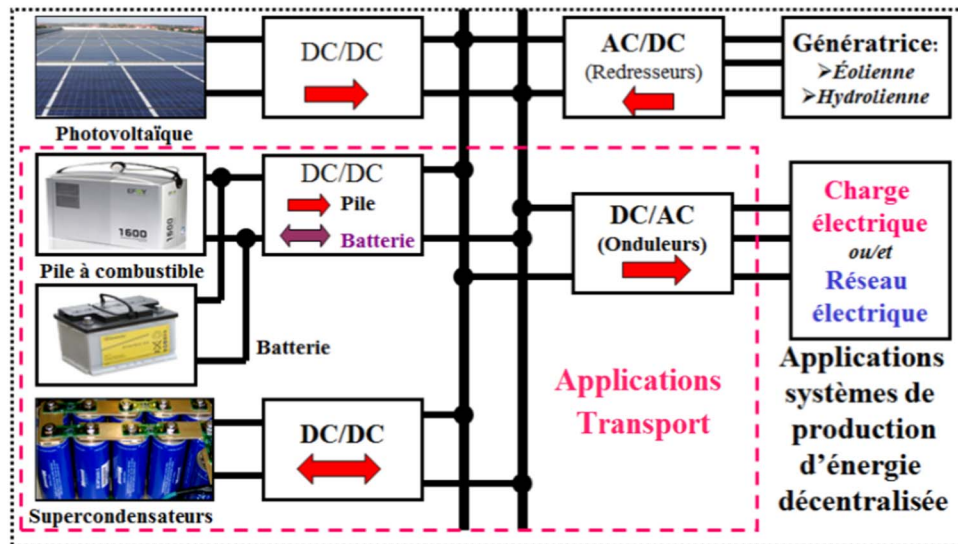


Figure. 1.12: Convergence entre les applications de transport et celles des productions décentralisées.

### 1.5. Technologie de stockage

L'électricité peut être convertie en d'autres formes d'énergie stockable, par exemple sa conversion sous forme thermique, mécanique, électrostatique et électrochimique. On peut classer les systèmes de stockage d'énergie électrique en fonction de leurs capacités en termes d'autonomie énergétique. Généralement, on peut distinguer trois types de système de stockage tels que les systèmes de stockage à court terme, les systèmes de stockage à moyen terme et ceux du long terme. La Figure. 1.13 montre le classement des systèmes de stockage d'énergie électrique en fonction de l'autonomie énergétique [44]. L'efficacité et l'importance des moyens de stockage dépendent étroitement des conditions d'exploitations et de leur facilité de mise en œuvre. Dans le domaine des systèmes multi-sources, la classification des dispositifs du stockage de l'énergie est primordiale.

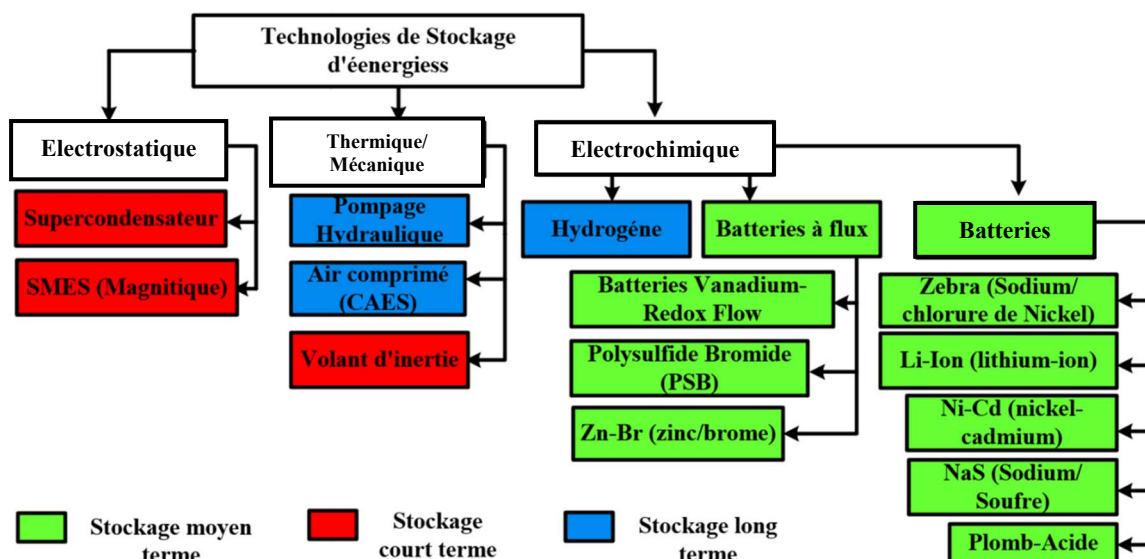


Figure. 1.13: Technologies de stockage d'énergie électrique.

Cette classification en fonction de leurs capacités nous permet de choisir la nature du dispositif de stockage à associer aux systèmes dans l'objectif d'améliorer la qualité énergétique globale.

### 1.5.1. Classification des unités de stockage

Les unités de stockage d'énergie électrique généralement exploitable pour les applications multi-sources sont présentées dans le Tableau. 1.2, [33], [45]. Ces unités de stockage (UTS) peuvent contribuer à l'amélioration de la qualité de l'énergie et à la stabilité du réseau. En se basant sur les exigences du code réseau, le rôle des unités de stockage est de compenser les énergies intermittentes afin de considérer les systèmes de production d'énergie renouvelable comme une centrale conventionnelle de production de l'énergie électrique. L'association des unités de stockage de long terme et moyen terme permet d'améliorer l'impact de l'erreur de la prévision de la production des énergies renouvelables.

| Service | Technologie                                            |             |                 |                |             |               |      |      |                  |       |       |
|---------|--------------------------------------------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------|------|------|------------------|-------|-------|
|         | Supercondensateur                                      | Lithium-ion | Batterie à flux | Sodium sulfure | Plomb-acide | Pompage hydro | CAES | SMES | Volant d'inertie | Ni-Cd | Zebra |
|         | Lissage (les effets, Lissage annuel, Cycle journalier) |             |                 |                |             | Ok            | Ok   |      |                  |       |       |
|         | Arrêt progressif                                       |             | Ok              | Ok             | Ok          | Ok            |      |      |                  | Ok    | Ok    |
|         | Palier au pic de charge                                |             | Ok              | Ok             | Ok          | Ok            |      |      | Ok               | Ok    | Ok    |
|         | Amélioration L'impact de prévision (réserve)           |             | Ok              | Ok             | Ok          | Ok            |      |      |                  | Ok    | Ok    |
|         | Lissage de la production                               | Ok          | Ok              | Ok             | Ok          | Ok            |      | Ok   | Ok               | Ok    | Ok    |
|         | Tenue aux creux de tension (LVRT)                      | Ok          | Ok              | Ok             | Ok          | Ok            |      | Ok   | Ok               | Ok    | Ok    |
|         | Tenue aux variations de la tension                     | Ok          | Ok              | Ok             | Ok          | Ok            |      | Ok   | Ok               | Ok    | Ok    |
|         | Tenue aux variations de la fréquence                   | Ok          | Ok              | Ok             | Ok          | Ok            |      | Ok   | Ok               | Ok    | Ok    |
|         | Réserve première                                       |             | Ok              | Ok             | Ok          | Ok            |      |      |                  | Ok    | Ok    |
|         | Réserve secondaire                                     |             | Ok              | Ok             | Ok          | Ok            | Ok   |      |                  |       |       |
|         | Réserve tertiaire                                      |             | Ok              | Ok             | Ok          | Ok            | Ok   |      |                  |       |       |

Tableau. 1.2: Classification des éléments de stockage d'énergie en fonction des services qu'ils peuvent rendre aux micro-réseaux [45].

Par contre, l'association des unités de stockage de moyen et court terme permet le lissage de la puissance produite par les systèmes de production d'énergie. Les technologies des unités de stockage capables de répondre au besoin de lissage de la puissance sont de nature différente, mécanique pour les volants d'inerties, électromagnétique pour les supraconducteurs, électrostatique pour les supercondensateurs et électrochimique pour les batteries. Dans le cadre de ce travail de thèse, les critères retenus pour le choix des unités de stockage d'énergie reposent sur les performances en autonomie énergétique et sur la facilité de mise en œuvre pour assurer une compensation satisfaisante des fluctuations de puissances induites par les sources renouvelables et/ou par la charge.

### 1.5.2. Batteries au lithium

L'appellation lithium-ion ou Li-ion provient du fait que la technologie est basée sur l'insertion et la désinsertion des ions lithium des deux électrodes dans les deux sens, selon l'état de charge ou de la décharge. Pendant la décharge, un électron est libéré à l'électrode négative (anode) et est acheminé par l'intermédiaire du circuit externe vers l'électrode positive (cathode). Le coût élevé dû à la matière première et à la fabrication, reste un des principaux inconvénients de la technologie lithium, même si une production à grande échelle pourrait permettre de baisser sensiblement le prix. Compte tenu, de l'augmentation des besoins en stockage d'énergie dans un grand nombre d'applications, le marché actuel présente différentes technologies des batteries lithium-ion distinguées par leur taille, leur chimie (composition des anodes et cathodes) et leur forme [46]. Le développement des matériaux et composants moins chers conduisant à des batteries plus performantes est donc essentiel [47]. Idéalement, on recherche des batteries moins chères, plus sécuritaires, de meilleure autonomie, avec une durée de vie plus longue et également hautement recyclables. Malheureusement, cette batterie idéale n'existe pas encore. En pratique, les technologies lithium se différenciant par leur chimie, notamment leur électrode positive, selon le cahier des charges de l'application visée, une chimie particulière conviendra mieux qu'une autre.

#### *A. Types des batteries au lithium*

Actuellement, on trouve sur le marché trois types de cathodes pour les batteries lithium-ion. Le premier type correspond aux cathodes à base de dioxyde de métal, comme le dioxyde de cobalt ( $\text{LiCoO}_2$ ) dont la densité d'énergie est la plus élevée, ou bien de dioxyde de métaux composés comme le nickel-manganèse  $\text{LiMnNiO}_4$ , nickel-cobalt-aluminium  $\text{LiNiCoAlO}_2$  (NCA) ou encore le nickel-manganèse-cobalt  $\text{LiNiMnCoO}_2$  (NMC). Le deuxième type correspond aux cathodes dites (spinelles) comme le lithium manganèse  $\text{LiMn}_2\text{O}_4$  (LMO).

Le troisième type de cathode utilise les métaux de transition de phosphate comme le phosphate de fer ( $\text{LiFePO}_4$ ) [47].

### B. Choix des batteries au lithium

Une comparaison entre les technologies des batteries lithium est faite dans [46]. Cette comparaison est illustrée sur la Figure. 1.14. Les critères utilisés pour faire la comparaison des technologies reposent sur :

- l'énergie et la puissance spécifiques, critères importants en fonction de l'application ;
- la durée de vie, qui doit aussi être considérée dans le dimensionnement du pack ;
- la sécurité et le prix, qui sont bien sûr toujours des critères à optimiser.

Notons que certaines applications peuvent être encore plus exigeantes que d'autres sur le point de vue de la sécurité, quitte à sacrifier les performances ou le prix [46]. Les avantages et inconvénients des différents matériaux cathodiques existants sont montrés dans le Tableau. 1.3. Pour ce travail de thèse, la technologie retenue est le lithium-fer-phosphate à cause de sa grande stabilité et son prix modéré. Cette technologie est prometteuse en termes de sécurité puisqu'elle n'utilise pas d'élément toxique. Elle est également moins chère grâce à la disponibilité dans la nature de sa matière première, le phosphate et le fer. De plus, elle présente une stabilité thermique très importante puisque les phosphates sont stables jusqu'à  $600^\circ\text{C}$ , contre environ  $250^\circ\text{C}$  pour les oxydes métalliques [48]. De ce fait, elle est très adaptée aux applications demandant de forts courants. Les batteries LFP (Annexe A) présentent un bon compromis entre performance électrique, sécurité, coût, fiabilité et pollution environnementale par rapport à toutes les technologies mentionnées précédemment. Cette technologie des batteries à moins d'impact en termes de pollution environnementale car elle utilise des matériaux phosphatés naturels [42], [49]. On peut donc dire que la technologie des batteries lithium-fer-phosphate est un candidat intéressant pour la conception des dispositifs de stockage d'énergie pour les systèmes multi-sources tels que les applications stationnaires et de transports.

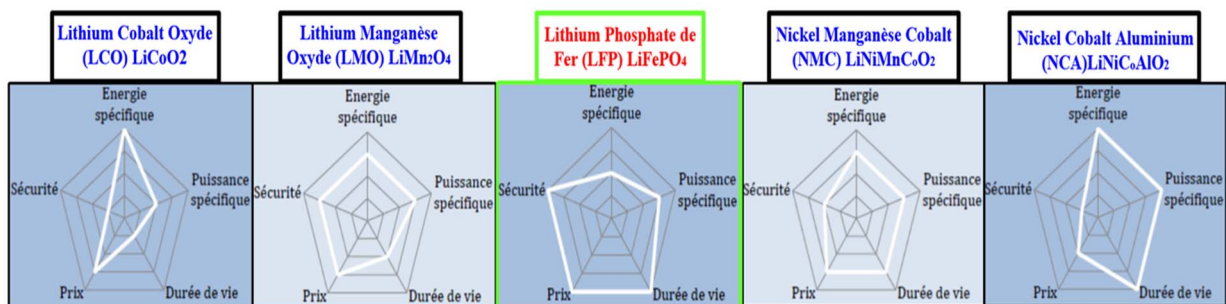


Figure. 1.14: Caractéristiques de différentes technologies des batteries lithium [46].

|                                                                    | Avantages                                                                                                                                                              | Inconvénients                                                                                                        |
|--------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Lithium Cobalt Oxyde (LCO)</b><br><b>LiCoO<sub>2</sub></b>      | - Grande énergie spécifique                                                                                                                                            | - Puissance spécifique limitée<br>- Durée de vie faible<br>- Stabilité moindre<br>- Toxicité du cobalt               |
| <b>Lithium Manganèse Oxyde (LMO) LiMn<sub>2</sub>O<sub>4</sub></b> | - Faible résistance interne<br>- Bonne stabilité thermique du manganèse<br>- Bonne énergie spécifique<br>- Pas de matériaux toxiques<br>- Manganèse abondant sur terre | - Durée de vie modérée                                                                                               |
| <b>Lithium Phosphate de Fer (LFP) LiFePO<sub>4</sub></b>           | - Faible résistance interne<br>- Bonne sécurité<br>- Grande durée de vie<br>- Peu cher                                                                                 | - Tension faible (donc énergie spécifique moindre)<br>- Performances liées à la température (notamment la puissance) |
| <b>Nickel Manganèse Cobalt (NMC) LiNiMnCoO<sub>2</sub></b>         | - Bonne énergie spécifique<br>- Bonne puissance spécifique<br>- Combinaison des avantages du Manganèse (puissance spécifique) et du Nickel (énergie spécifique)        | - Présence de cobalt (prix majoré et stabilité moindre)<br>- Présence de Nickel (prix)                               |
| <b>Nickel Cobalt Aluminum (NCA) LiNiCoAlO<sub>2</sub></b>          | - Très bonne énergie et puissance spécifiques<br>- Bonne durée de vie                                                                                                  | - Sécurité moindre<br>- Cher.                                                                                        |

Tableau. 1.3: Avantages et inconvénients des technologies des batteries lithium.

### 1.5.3. Supercondensateurs

Les supercondensateurs sont des composants qui permettent d'emmagasiner de l'énergie électrique. Le stockage électrochimique conventionnel (forte densité d'énergie et faible puissance spécifique) et les condensateurs classiques (forte densité de puissance mais faible énergie emmagasinée) sont les deux domaines développés. Les supercondensateurs sont entre les deux et sont idéaux pour un besoin du stockage d'énergie à haute efficacité pendant des temps brefs. Ils répondent aux applications nécessitant un appel de puissance important pendant un court instant. Les supercondensateurs possèdent une puissance instantanée plus importante que celle des batteries et une énergie plus grande que celle des condensateurs classiques. Sa durée de vie est plus élevée que celle des batteries [29].

### A. *Types des supercondensateurs*

Selon la nature des électrodes, on peut classer les supercondensateurs en deux groupes. Le premier groupe repose sur les **supercondensateurs à stockage d'énergie électrostatique**. Parmi les éléments de ce premier groupe, la technologie la plus répandue actuellement est celle au charbon actif. Ces supercondensateurs fonctionnent selon un principe du type électrostatique. L'énergie est stockée par accumulation d'ions dans la double couche électrique existante à l'interface de l'électrode et l'électrolyte. L'absence des véritables réactions chimiques permet une excellente réversibilité et donc une durée de vie très grande de plus de 100 000 cycles en pratique. Plusieurs types de composés carbonés peuvent servir des matériaux d'électrodes polarisables, mais plus particulièrement, les charbons actifs, qui possèdent des surfaces actives très importantes et permettent d'accroître la capacité. La technologie en charbon est constituée par des électrodes en charbon actif imprégné dans un électrolyte organique ou aqueux, des collecteurs du courant en aluminium et un séparateur intercalé entre les deux électrodes pour l'isolation [50]. Le stockage d'énergie se fait sous forme de champ électrostatique entre deux électrodes carbonées poreuses imprégnées d'électrolyte et d'une membrane poreuse isolante (pour assurer la conduction ionique et séparer électriquement les électrodes) et deux collecteurs métalliques (généralement en aluminium) [50], [51].

- **Charbon actif** : Le charbon actif est un matériau constitué essentiellement de matière carbonée à structure poreuse. Les procédés de fabrication des carbones activés sont de deux types : l'activation dite « physique » et l'activation « chimique ». Il existe divers types de charbon actif ayant des surfaces spécifiques comprises entre  $100 \text{ m}^2/\text{g}$  et  $2500 \text{ m}^2/\text{g}$ . Des études montrent qu'une surface trop développée a deux inconvénients : une capacité volumique relativement faible et un taux d'oxygène trop élevé. D'autres études dans ce domaine ont montré que la résistance est plus faible et les caractéristiques électrochimiques meilleures lorsque la taille des pores est adaptée à la taille de l'ion actif dans la double couche. Enfin un taux d'impuretés métalliques trop important, entraîne une autodécharge importante [51].

- **Electrolyte** : La conductivité et le potentiel maximal supporté par l'électrolyte sont les deux critères de choix de l'électrolyte. Il existe deux types d'électrolyte : aqueux comme  $\text{H}_2\text{SO}_4$  ou  $\text{KOH}$  qui possèdent un domaine de potentiel limité, mais une conductivité élevée. L'autre solution est l'utilisation d'un électrolyte organique (tel que le Carbonate de Propylène) avec un domaine de potentiel plus élevé, mais une conductivité plus faible. L'électrolyte peut être liquide ou polymère (plastique ou gel). Afin d'obtenir des densités de puissances importantes,

la technologie "film mince-électrolyte liquide" semble la mieux adaptée d'après [51].

- **Le séparateur :** Pour diminuer la résistance série du système, le séparateur doit être le plus fin possible. C'est un isolant électronique, qui permet d'éviter le contact entre les électrodes (court-circuit). Généralement le séparateur est poreux afin de faciliter le transfert ionique de l'électrolyte vers les électrodes. Il existe peu de solutions : le séparateur le plus utilisé est sans doute le cellophane, mais il existe aussi des séparateurs celluloseux : papier cellulosique et fibres polymères de renfort, etc. Pour optimiser la résistance série, l'épaisseur du séparateur est un critère important.

Le second groupe repose sur des **supercondensateurs avec phénomène de stockage d'énergie électrochimique**. Cette technologie utilise des matériaux d'électrodes permettant d'obtenir une interface électrode-électrolyte pseudo-capacitive. Deux types de matériaux sont utilisés, les oxydes métalliques et les polymères [52].

### ***B. Intérêts et domaines d'application des supercondensateurs***

Les supercondensateurs ont plusieurs atouts pour les applications de transport ou de production décentralisée de l'énergie. Leur utilisation comme source de puissance permet de fournir une puissance rapidement disponible lors des phases d'accélération et de freinage. En effet, le temps de réaction des supercondensateurs est plus faible que celle des générateurs électrochimiques classiques (charge/décharge rapide en quelques secondes) et les supercondensateurs sont capables de fournir une puissance importante sur un temps très court. De plus, en cas de limitation énergétique, l'utilisation d'un supercondensateur associé à une batterie permet d'augmenter la durée de vie de cette dernière en évitant les décharges profondes lors des appels de puissance. En fin, ce genre de dispositif possède une bonne durée de vie et une bonne stabilité du fait de l'absence de réactions électrochimiques aux électrodes.

Actuellement, l'évolution des performances et des coûts des supercondensateurs fait qu'un grand nombre de fabricants des systèmes électriques et des laboratoires de recherche dans le domaine de l'électronique de puissance s'intéressent à l'utilisation de ces composants dans les applications présentant des pics de puissance importants par rapport à la puissance moyenne. Les principaux domaines d'application des supercondensateurs sont: l'alimentation sans interruption (UPS), lancement des éoliennes/hydroliennes, compensation des transitoires de puissance, lecture automatique des compteurs (AMR), sauvegarde de l'alimentation des microcontrôleurs d'ascenseur, portes de sécurité, chariots élévateurs, grues et télécommunications, etc., [51], [53].

## 1.6. Objectifs de la thèse et démarches scientifiques

Après une description des caractéristiques des sources et les problématiques de couplage multi-source, nous nous intéresserons essentiellement aux problématiques de la gestion d'énergie électrique et de l'amélioration de la qualité énergétique des systèmes de production aux énergies renouvelables. Le couplage de plusieurs sources de natures différentes entraîne des problématiques de dimensionnement, de qualité d'énergie et d'impact sur le cycle de vie des constituants. Dans le cas spécifique des énergies renouvelables, les principaux facteurs de ces problématiques sont : le caractère peu prévisible du vent et dans une moindre mesure les courants marins, la durée de vie limitée des éléments de stockage d'énergie électrique, l'absence de profil de mission standard (usages) et la nécessité d'optimisation de la production d'énergie électrique par rapport aux exigences des réseaux électriques. Le principal objectif de ce travail de thèse est la mise en œuvre d'un système de caractérisation et de conversion d'énergie électrique dédié aux applications multi-sources. Pour atteindre cet objectif, nous avons repartie le travail en deux parties. La première partie de l'étude portera sur l'approche systémique de la gestion d'énergie électrique pour les systèmes multi-sources sans prise en compte des variations paramétriques. La seconde partie de l'étude sera consacrée à la caractérisation et la modélisation des éléments de stockage d'énergie électrique en tenant compte des contraintes thermiques et électriques spécifiques aux applications éoliennes et hydroliennes. Parmi les contraintes possibles et imaginables, une attention particulière sera portée sur l'évaluation individuelle et croisée des phénomènes suivants : - L'impact des fluctuations des énergies éoliennes et hydroliennes sur la durée de vie des éléments de stockage de l'énergie électrique. -L'impact de la température sur les performances de stockage de l'énergie électrique.

## 1.7. Conclusions

Dans ce chapitre nous avons tenté de faire une synthèse des caractéristiques des sources et les problématiques susceptibles d'être rencontrées dans l'étude des systèmes multi-sources dédiés aux applications de la production d'énergie décentralisée et transports. Une attention particulière a été portée sur le choix de la technologie de stockage d'énergie pour les systèmes multi-sources. Le chapitre suivant sera consacré à la description des modèles de batteries et de supercondensateurs, suivi de la description de la méthode d'identification des paramètres des modèles.

---



## **Chapitre 2 : Modélisation des Unités de stockage électrochimique et électrostatique - Batteries et Supercondensateurs**



## 2.1. Introduction

L'objectif de ce chapitre est d'établir des modèles comportementaux des cellules de batteries et de supercondensateurs. Après une étude des différents modèles de batteries et de supercondensateurs utilisés dans des applications du courant fort, nous avons opté pour les modèles de batteries et de supercondensateurs dont l'identification des paramètres repose sur une réponse temporelle. La première partie de ce chapitre est consacrée à la synthèse des différents circuits proposés dans la littérature et le choix du modèle de supercondensateurs à étudier pour les applications de production et stockage des énergies électriques. Dans la deuxième partie, nous présentons la méthode d'identification des paramètres électriques, la modélisation mathématique sous l'environnement MATLAB/Simulink, ainsi que la validation expérimentale du modèle proposé. Le choix, la modélisation et l'identification des paramètres du modèle de la batterie à deux branches sont proposés dans la troisième partie du chapitre. La quatrième partie de ce chapitre est consacrée à la validation expérimentale du modèle de batteries Lithium fer Phosphate.

## 2.2. Modèles des supercondensateurs

La modélisation des supercondensateurs permet de prévoir leur comportement dans différentes applications, tout en basant ces modèles sur une représentation des principaux phénomènes physiques apparaissant au sein du composant. Pour l'électricien, le supercondensateur est un composant parmi d'autres faisant partie d'un système énergétique qu'il convient d'identifier, pour cela, il est important de connaître son comportement temporel afin d'évaluer les contraintes qu'il impose au reste du circuit. Différents types de modèles existent dans la littérature tels que : - Les modèles des électro-chimistes que l'on peut qualifier de microscopiques qui sont capables de représenter les phénomènes internes de manière très précise, pour plus d'information et d'exemples, le lecteur se référera à la référence suivante [54]. - Les modèles de type circuit, dit macroscopiques, moins proches de la réalité physique, mais plus faciles à manipuler [55]. Dans notre étude, nous nous intéressons aux modèles de type circuit, plus adaptés à l'usage de l'électricien et intéressants pour leur simplicité relative. Dans cette démarche, il est nécessaire d'identifier les principaux phénomènes apparaissant au sein du composant et de les modéliser à l'aide des schémas électriques classiques, permettant ainsi de représenter les phénomènes de stockage d'énergie du composant. Il faut être capable de définir d'une part la topologie du modèle et d'identifier les paramètres électriques de façon à ce que le modèle soit fiable compte tenu des hypothèses de validité à préciser pour chaque cas. De fait la bibliographie sur le sujet montre différents types de modèles s'appuyant sur

différentes méthodes d'identification. Un point important distinguant souvent les modèles proposés concerne les méthodes de caractérisation, basées souvent sur les réponses fréquentielles ou sur les réponses temporelles. Cette partie d'étude, consiste à définir tout d'abord le modèle comportemental d'une cellule de supercondensateurs, pour établir un modèle électrique du pack de supercondensateurs qu'est formé de plusieurs cellules en série/parallèle, axé sur une réponse temporelle (pour la suite de notre étude). Pour les applications de la gestion d'énergie électrique avec prise en compte des contraintes d'évolution paramétrique du pack de supercondensateurs, le choix d'un modèle à nombre de branches réduit nous permet de réduire la complexité d'identification expérimentale des paramètres et leur implémentation dans MATLAB/Simulink quand il s'agit d'établir le modèle électrique du pack de supercondensateurs. Cette étude est focalisée essentiellement sur la méthode de caractérisation des cellules en utilisant les réponses temporelles des supercondensateurs.

### 2.2.1. Modèle de base de supercondensateurs

C'est le modèle le plus simple qui peut être caractérisé par une résistance série et une capacité de stockage. Il existe différentes méthodes pour tester, mesurer et calculer la capacité et la résistance interne d'un supercondensateur, mais toutes les méthodes reposent sur la même hypothèse. Le supercondensateurs peut être représenté par un simple circuit équivalent R-C présenté par la Figure. 2.1. Ce modèle prend en compte la phase de charge/décharge, qui représente une énergie rapidement stockée ou déstockée. Il ne prend pas en compte la réponse en tension de la cellule après la phase de charge/décharge, ni le phénomène de propagation des charges apparaissant sur la tension de supercondensateurs après les variations brutales du courant de charge ou de décharge. Ce modèle a été bien détaillé dans [50], [56]. Il constituera le modèle de base pour notre étude qui sera amélioré par la prise en compte des variations paramétriques (R et C) en fonction des impacts de la fréquence des ondulations du courant continu combiné avec la température de l'environnement applicatif.

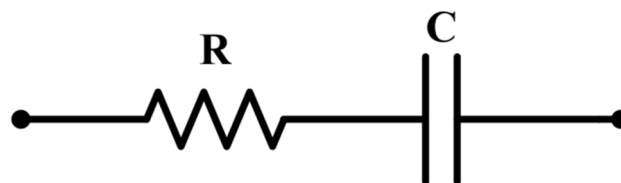


Figure. 2.1: Modèle de base de supercondensateurs de Maxwell.

### 2.2.2. Modèle à deux branches de supercondensateurs

Le modèle à deux branches présenté sur la Figure. 2.2 établi dans son principe par R. Bonert et L. Zubieta [51], [55] et [57], repose sur la partition de l'énergie électrostatique des supercondensateurs en deux parties tel que : - La partie rapide, assure une énergie rapidement stockée/déstockée. - La partie lente, assure une énergie lentement stockée/déstockée. Ce modèle comporte deux parties, la première, dite principale, qui rend compte de l'évolution de l'énergie durant les événements de charge/décharge et la deuxième dite lente, vient en complément de la première pour décrire la redistribution interne de l'énergie après la phase de charge/décharge. Dans [10] et [50] les auteurs ont montrés que la chute de la tension après la phase de charge/décharge est bien prise en compte par ce modèle. Par contre, ce modèle ne résout pas le problème des phases transitoires. Les essais proposés par les auteurs montrent la difficulté d'identification des branches qui représentent la redistribution des charges. Pour le modèle à deux branches, les méthodes de caractérisation et de validation sont bien détaillées dans [10] et [50].

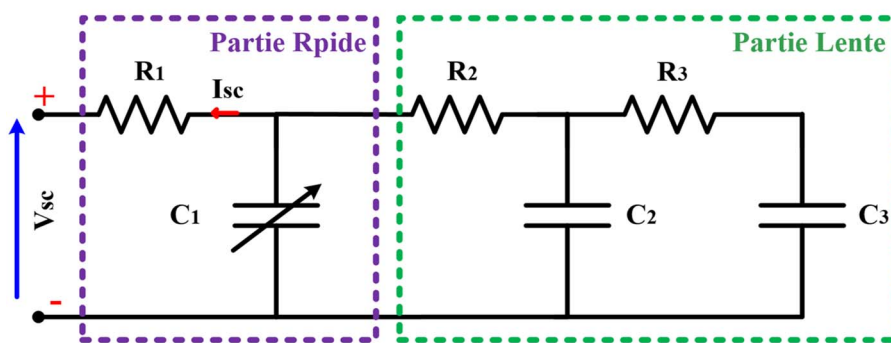


Figure. 2.2: Modèle à deux branches de Zubieta.

### 2.2.3. Modèle multi-branche de supercondensateurs

C'est un modèle qui complète le modèle à deux branches précédent en incluant les phénomènes de propagation des charges apparaissant sur la tension de supercondensateurs après les variations brutales du courant de charge/décharge. L'inconvénient du modèle à deux branches est de ne pas tenir compte de la phase transitoire. Dans l'objectif de prendre en compte la phase transitoire les auteurs de la référence [10] proposent un modèle qui représente le comportement de supercondensateurs pour les différentes gammes des fréquences d'utilisation. Autrement dit, pour décrire la non-linéarité de la capacité de la double couche et la distribution spatiale de la capacité de stockage, la branche principale du modèle à deux branches a été remplacée par le modèle de la ligne de transmission. La Figure. 2.3 représente le modèle multi-branche, composé d'une partie qui modélise la redistribution des charges et une autre partie sous forme d'une ligne de transmission. Pour plus de détails sur les méthodes de modélisation et de caractérisation utilisées par les auteurs, le lecteur est prié de se référer aux documents [10], [50] et [51].

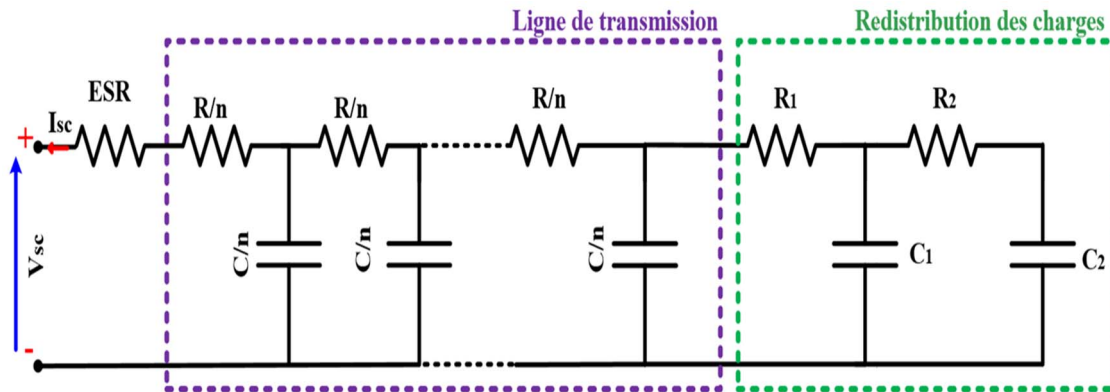


Figure. 2.3: Modèle multi-branche de supercondensateurs.

#### 2.2.4. Modèle fréquentiel de supercondensateurs

Ce modèle est proposé par les auteurs de la référence [51]. Ils se basent sur les résultats de la réponse fréquentielle de supercondensateurs suite à une application d'une tension sinusoïdale à fréquence variable. Le courant obtenu permet d'établir une loi de variation de l'impédance de supercondensateurs en fonction de la fréquence. Le modèle fréquentiel de supercondensateurs est décrit par une résistance en série avec une impédance décrite par la Figure. 2.4. Le principal avantage de ce modèle est sa validité sur une plage assez large de fréquence. Cet avantage le rend très souple et utilisable pour différents types de cycles d'utilisation de supercondensateurs. L'inconvénient du modèle fréquentiel est qu'il ne prend pas en compte le phénomène de redistribution des charges internes. Ce phénomène est accentué pour les courants de charge élevés. Dans [50], [51] les auteurs montrent que la comparaison de la réponse fréquentielle du modèle avec celle mesurée expérimentalement en basse fréquence, présente un écart relativement important. Une limitation de ce modèle concerne la méthode de caractérisation petite signaux réalisée habituellement, qui ne peut pas être représentative du comportement de supercondensateurs pour les fortes intensités du courant. Pour plus de détails sur les méthodes de modélisation et de caractérisation utilisées par les auteurs, le lecteur est prié de se référer aux documents [51].

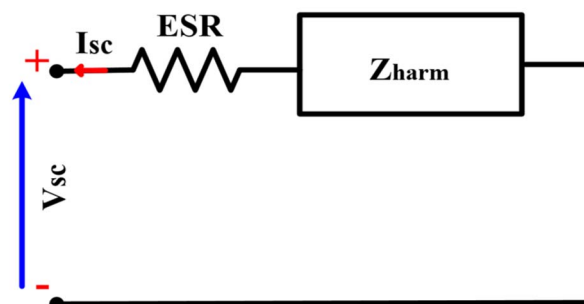


Figure. 2.4: Modèle fréquentiel de supercondensateurs.

### 2.2.5. Modèle analytique de supercondensateurs

Le modèle analytique est une approche utilisée dans le domaine thermique. Il utilise le principe de propagation d'onde pour représenter l'évolution de la tension et du courant le long d'une ligne de transmission. Cette dernière est caractérisée par une résistance linéique et une capacité linéique qui sont illustrées sur la Figure. 2.5. La notion de déplacement des ions de l'électrolyte dans les pores des électrodes constituant la capacité volumique de supercondensateurs est justifiée physiquement par l'approche du modèle. Le principe du modèle analytique est comme pour le modèle fréquentiel, de représenter les phénomènes internes rapides de supercondensateurs. Ainsi, il représente la phase de charge/décharge. Autrement dit, ce modèle ne peut être utilisé que pour la phase de charge/décharge, mais il n'est pas exploitable pour la modélisation de la phase dite de redistribution, qui correspond en fait à des phénomènes lents. Pour plus d'information et d'exemples, le lecteur se référera à référence suivante [10].

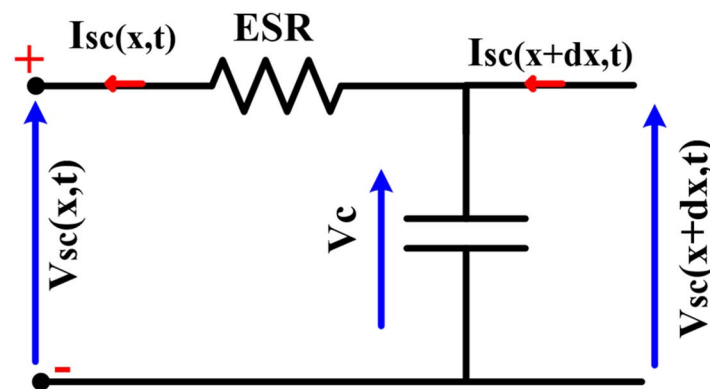


Figure. 2.5: Modèle analytique de supercondensateurs

### 2.3. Modèle retenu pour les travaux de caractérisation des supercondensateurs

Dans la littérature plusieurs modèles sont proposés pour l'amélioration du modèle de base de supercondensateurs. Cependant, l'identification expérimentale des paramètres variables et leur intégration dans des outils de simulation, posent problème quand il s'agit d'établir le modèle global d'un pack de supercondensateurs dédié aux applications de gestion d'énergie. En d'autres termes, plus le modèle de la cellule élémentaire est complexe, plus le modèle du pack de supercondensateurs devient difficile, voir impossible à mettre en équation. Ce type d'application, exige un modèle qui prend en compte uniquement la phase de charge/décharge, qui représente une énergie rapidement stockée/déstockée. C'est pour cette raison que nous n'avons pas cherché à établir un modèle sophistiqué qui tient compte de tous les phénomènes physiques des

supercondensateurs. D'après, [56] le modèle de base de supercondensateurs répond bien aux exigences des phases de charge/décharge. Ces deux phases seront modélisées par une résistance interne  $ESR$  et une capacité non linéaire  $C$ . Autrement dit, le modèle choisi pour notre étude ne prend pas en compte le phénomène de redistribution des charges qui relève de la branche lente correspondant à une énergie lentement stockée/déstockée. En d'autres termes, une modélisation dédiée aux applications de la gestion d'énergies électriques est la mieux adaptée pour réduire le degré de complexité du modèle de supercondensateurs. Le modèle comportemental utilisé dans ce travail n'échappe pas à cette règle car, il est obtenu à partir des hypothèses simplificatrices permettant de négliger des phénomènes supposés non pertinents pour les applications multi-sources tels que : l'autodécharge, le phénomène de propagation des charges et la partie lente qui correspond à une énergie lentement stockée/déstockée. Le modèle de supercondensateurs utilisé est basé sur un circuit électrique illustré sur la Figure. 2.6. Ce modèle repose sur la partition de l'énergie électrostatique des supercondensateurs en énergie rapidement stockée/déstockée. Ce circuit à une seule branche, traduit le comportement énergétique du composant pendant les phases de charge/décharge.

L'un des objectifs de la thèse est de proposer un modèle circuit pour les applications de la gestion d'énergie pour les systèmes multi-sources, avec prise en compte des contraintes d'évolution paramétrique des supercondensateurs. Pour simplifier l'identification expérimentale des paramètres et leur intégration sous le logiciel MATLAB/Simulink le modèle à une branche est largement suffisant. Il s'agit d'un circuit électrique composé d'une résistance interne  $ESR$  en série avec une capacité  $C$ . Ce modèle ne tient pas compte du phénomène de redistribution des charges internes dans les supercondensateurs. Les paramètres  $ESR$  et  $C$  peuvent être calculés avec un simple essai de charge/décharge à courant constant. La variation de la tension au début de la charge/décharge suite à une application d'un courant de charge/décharge constant permet la détermination de la résistance série  $ESR$ . La capacité  $C$  est déterminée à partir de la caractéristique de réponse suite à une charge/décharge à courant constant de la cellule [56]. La Figure. 2.6 montre le modèle de base retenu pour les travaux de thèse. En premier temps, nous avons considéré ce modèle avec des paramètres fixe pour une application de gestion d'énergie abord d'un bateau fluvial. Par la suite, le modèle est amélioré avec prise en compte des variations paramétriques ( $ESR$  et  $C$ ) en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu et de la température de fonctionnement pour les applications types de production des énergies éoliennes/hydroliennes. Pour certains outils de simulations tels que Matlab/Simulink, le modèle de supercondensateurs sous forme de circuit électrique n'est pas adapté pour la mise en œuvre.

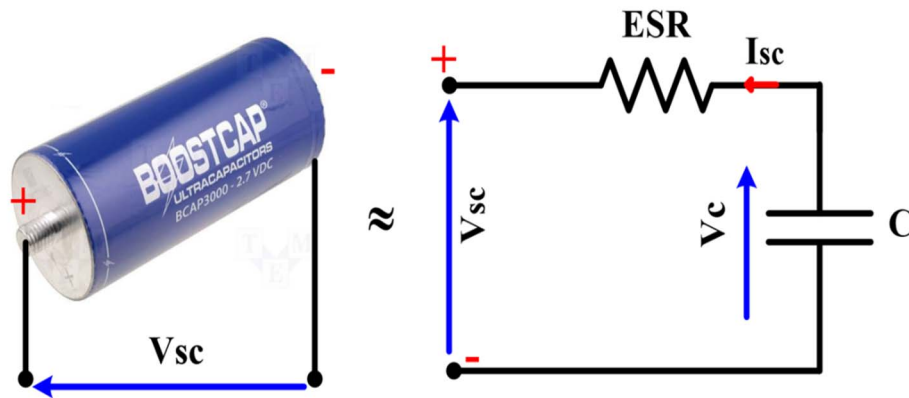


Figure. 2.6: Modèle retenu pour les travaux de caractérisation des supercondensateurs.

Dans ce cas, il est préférable d'utiliser le modèle analytique présenté par l'équation (2.1), où  $V_0$  est la condition initiale spécifiée à  $t = 0$ .

$$V_{sc} = V_0 - \int_0^t \frac{I_{sc}}{C} \cdot dt - ESR \cdot I_{sc} \quad (2.1)$$

### 2.3.1. Méthode d'identification des paramètres de supercondensateurs

L'identification de la résistance interne ( $ESR$ ) et la capacité totale ( $C$ ) des cellules de supercondensateurs à l'aide d'un courant continu nécessite des dispositifs de mesure de précision, car la tension et l'impédance d'une cellule sont relativement faibles. Pour obtenir une précision suffisante pour la mesure de la tension et de courant, un bon contact entre les bornes des cellules supercondensateurs et le câblage électrique est nécessaire. Pour minimiser les erreurs dans l'identification des paramètres, les précautions suivantes sont prises : - La longueur des câbles utilisés pour la mesure des tensions aux bornes des cellules supercondensateurs est inférieure à 1 mètre avec les impédances d'entrée de la chaîne de mesure de 10 GΩ. - Le courant et la tension des cellules de supercondensateurs sont mesurés directement sur les bornes positives et négatives via les cartes électroniques adaptées aux applications basses tensions et fort courant avec une précision de  $\pm 0.1 \%$ . La méthode utilisée consiste à définir la forme d'onde du courant continu dans l'environnement logiciel MITS-Pro de la plateforme expérimentale pour charger et décharger les cellules de supercondensateurs à travers les quatre canaux du banc BT2000. Les données mesurées (courant, tension et temps de charge/décharge) sur les cellules supercondensateurs sont sauvegardées sur une centrale d'acquisition en temps réel. La résistance et la capacité des cellules de supercondensateurs sont calculées à partir du courant et de la tension mesurés en fonction du temps correspondant aux opérations de charge ou de décharge telles que présentées par la Figure. 2.7, en utilisant respectivement les équations (2.2) et (2.3).

$$ESR \approx \frac{\Delta V_0}{I_{sc}} \quad (2.2)$$

$$C \approx I_{sc} \cdot \frac{\Delta t}{\Delta V_{sc}} \quad (2.3)$$

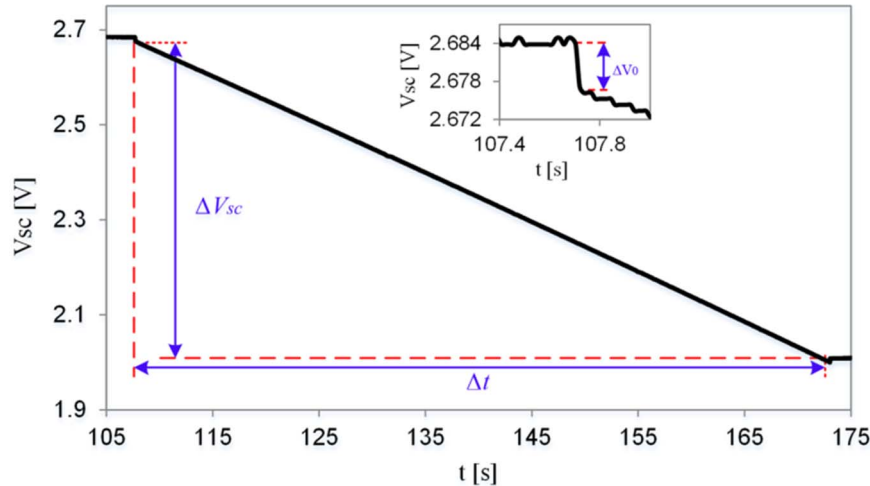


Figure. 2.7: Tension aux bornes d'une cellule de supercondensateurs pendant l'opération de décharge avec un courant constant  $I_{sc} = 30$  A.

### 2.3.2. Influence de l'amplitude du courant sur $ESR$ et $C$

Pour les cellules BOOSTCAP-3000F/2.7 V, la fiche technique [58] donne un courant maximum de 130 A RMS à 15 °C et 210 ARMS à 40 °C (Annexe B), mais il n'est pas nécessaire d'atteindre ces limites du courant pour l'identification des résistances et les capacités des cellules supercondensateurs car ces derniers présentent moins de dépendance aux valeurs du courant continu. En d'autres termes, pour une température donnée à courant constant, les résistances et les capacités des cellules de supercondensateurs dépendent des variations de la tension à ces bornes et des temps de charge et de décharge des cellules tels qu'exprimés par les équations (2.2) et (2.3). Pour illustrer cette idée, nous avons effectué trois tests sur une cellule à la température fixe de 20 °C avec différentes valeurs du courant continu (30 A, 60 A et 90 A) et les résultats obtenus confirment l'idée, car ces résultats ne montrent pas un changement significatif. Autrement dit, l'amplitude du courant continu n'est pas un facteur déterminant pour les résistances et les capacités des supercondensateurs, comme illustré dans le Tableau. 2.1.

Tableau. 2.1: Evaluations des impacts de l'amplitude du courant de charge et de décharge de supercondensateurs.

| Courant continu en [A] | Résistance ESR en [mΩ] | Capacité C en [F] |
|------------------------|------------------------|-------------------|
| 30                     | 0.253                  | 3121              |
| 60                     | 0.253                  | 3127              |
| 90                     | 0.253                  | 3106              |

### 2.3.3. Performances du modèle de base

Le Tableau. 2.2 présente les paramètres identifiés du modèle pour une température ambiante correspondant à une cellule BOOSTCAP3000F neuve. Le courant de charge et de décharge de la cellule de supercondensateurs est illustré par la Figure. 2.8. La Figure. 2.9 montre la réponse mesurée comparée à celle simulée, pour un essai de charge/décharge avec un courant constant ( $I_{sc} = 30$  A). D'après la Figure. 2.10, nous constatons que l'erreur entre le résultat d'expérimentation et de simulations ne dépasse pas 1 %. Par conséquent, nous pouvons admettre que la réponse donnée par le modèle est acceptable pour prédire le comportement dynamique (charge/décharge) de supercondensateurs dédié au système multi-source. Autrement dit, la réponse du modèle à une branche ( $ESR$  et  $C$ ) est suffisante pour la gestion d'énergie multi-source.

Tableau. 2.2: Paramètres d'une cellule de supercondensateurs BOOSTCAP3000F.

| Paramètres de la cellule de supercondensateurs |       | Valeurs         |
|------------------------------------------------|-------|-----------------|
| Poids                                          |       | 510 g           |
| Résistance série de la cellule                 | $ESR$ | 0.25 m $\Omega$ |
| Capacité de la cellule                         | $C$   | 3121 F          |
| Tension initiale de la cellule                 | $V_0$ | 2 V             |

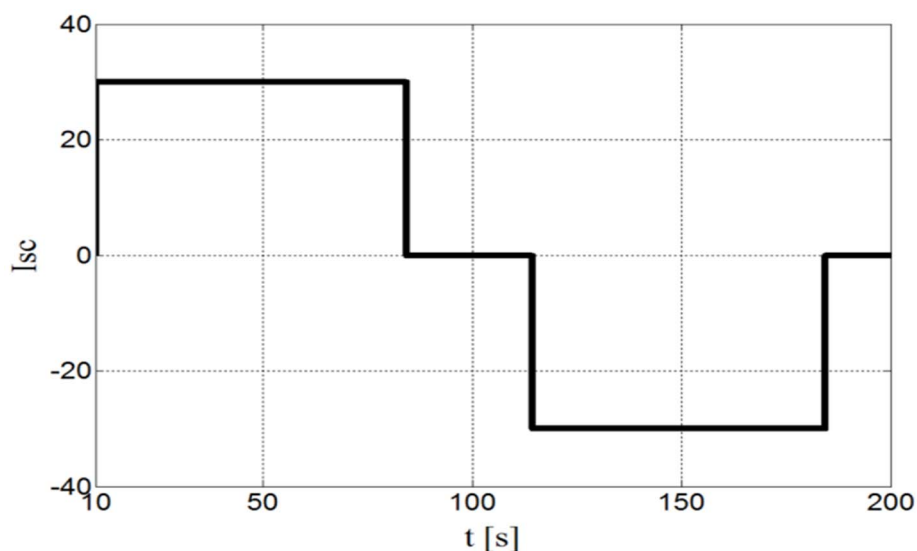


Figure. 2.8: Courant de charge/décharge de la cellule de supercondensateurs.

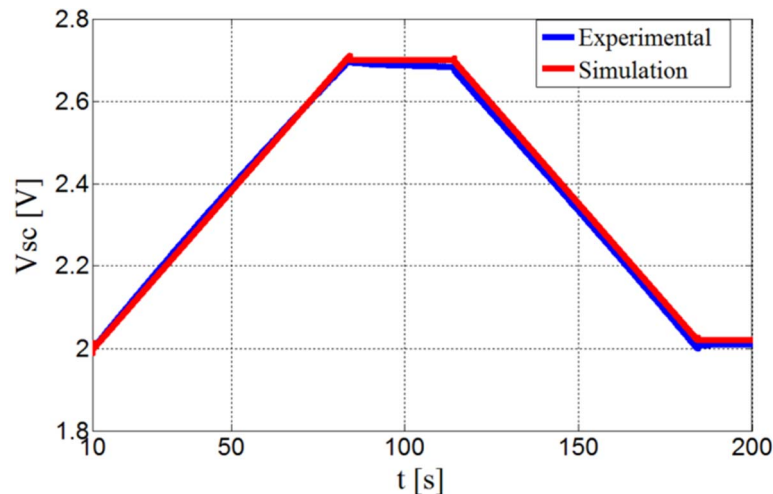


Figure. 2.9: Courbe expérimentale de la tension comparée au résultat des simulations.

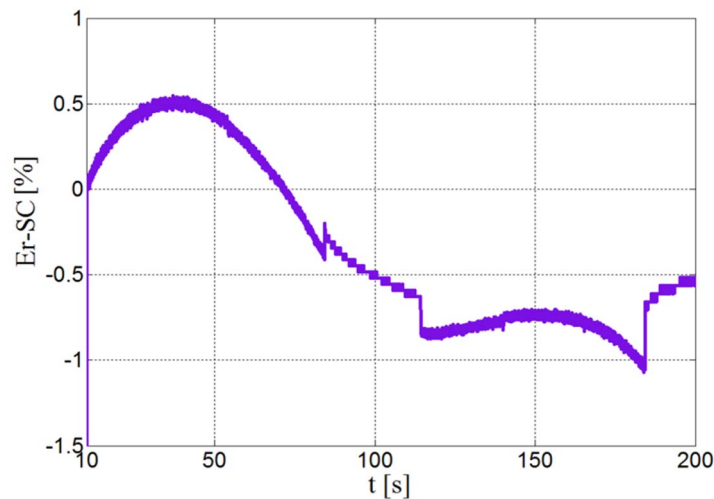


Figure. 2.10: Erreurs entre le résultat de simulations et le résultat d'expérimentation.

## 2.4. Modèles des batteries

Le comportement électrique d'une batterie peut être simplifié grâce à un modèle circuit électrique équivalent. Autrement dit, Il s'agit de reproduire la réponse électrique d'une cellule de batterie pour une sollicitation d'appel de puissance par exemple. Dans la littérature, plusieurs modèles circuits sont proposés par des auteurs des références suivantes [9], [59], [60] et [61]. L'avantage de ce genre de modèle, en particulier vis-à-vis d'un modèle électrochimique, est qu'il ne nécessite aucune mesure destructive et très peu de compréhension des phénomènes électrochimiques qui se déroulant au sein de la batterie.

L'objectif de cette section est de définir tout d'abord le modèle comportemental d'une cellule de batterie, pour établir un modèle électrique du pack des batteries composé de plusieurs cellules en série/parallèle qui sera utilisé dans le chapitre suivant. Nous focalisons nos travaux sur les modèles de type circuit, plus adaptés à l'usage de l'électricien en raison de leur simplicité relative. Pour cela, il est nécessaire d'identifier les principaux phénomènes apparaissant au sein de

la batterie et de les modéliser à l'aide des schémas électriques, permettant ainsi de représenter les phénomènes de stockage d'énergie apparaissant au sein du composant. Pour que le modèle soit fiable compte tenu des hypothèses de validité à préciser pour chaque cas, il faut être capable de définir d'une part la configuration du modèle et la façon de déterminer les paramètres.

### 2.4.1. Modèle idéal

Le modèle idéal de la batterie présenté par la Figure. 2.11 comprend une source de tension à vide  $V_{oc}$  (SoC) qui représente la tension en circuit ouvert de la batterie et une résistance ohmique  $ESR_{bat}$ . La résistance et la tension en circuit ouvert sont en fonctions de l'état de charge de la batterie (SoC).  $I_{bat}$  est le courant d'entrée de la batterie avec une valeur positive lors de la charge et une valeur négative lors de la décharge,  $V_{bat}$  est la tension aux bornes de la batterie [60], [62], [63]. Le modèle idéal ne représente pas le comportement transitoire des cellules de batteries. L'expression mathématique du modèle idéal est donnée par l'équation (2.4).

$$V_{bat} = V_{oc}(SoC) + ESR_{bat} \cdot I_{bat} \quad (2.4)$$

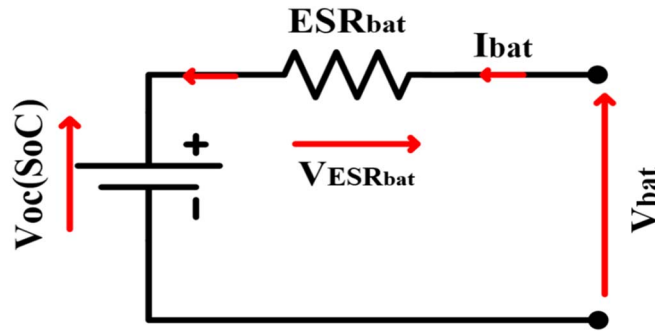


Figure. 2.11: Circuit équivalent du modèle idéal de la batterie.

### 2.4.2. Modèle à une constante de temps

Pour s'approcher du comportement dynamique de la batterie, on ajoute une branche RC parallèle en série à la résistance interne  $ESR_{bat}$  du modèle idéal. Ce modèle ne donne pas le comportement des batteries avec précision. La Figure. 2.12 montre le modèle à une seule constante de temps. Il est composé principalement de trois parties comprenant la source de tension  $V_{oc}(SoC)$ , la résistance ohmique  $ESR_{bat}$  et  $R_{ST}$ ,  $C_{ST}$  pour décrire la réponse transitoire de la batterie pendant la charge ou décharge.  $V_{ST}$  est la tension aux bornes de  $C_{ST}$ . Le comportement électrique du modèle à une seule constante peut être exprimé par l'équation (2.5), [60], [62], [63].

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}(V_{ST}) = -\frac{1}{R_{ST} \cdot C_{ST}} \cdot V_{ST} + \frac{1}{C_{ST}} \cdot I_{bat} \\ V_{bat} = V_{oc}(SoC) + ESR_{bat} \cdot I_{bat} + V_{ST} \end{cases} \quad (2.5)$$

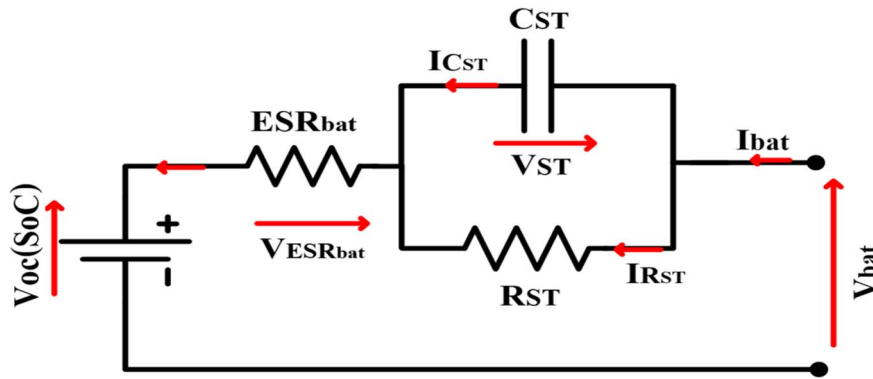


Figure. 2.12: Circuits équivalents du modèle à une seule constante de temps de la batterie.

## 2.5. Proposition de modèle pour les batteries lithium fer phosphate

Des nombreux modèles des batteries sont proposés dans la littérature pour simuler le comportement dynamique des batteries, d'autres sont basés sur un modèle de circuit électrique équivalent avec les paramètres fixes [6], [7] et [8]. Ces modèles sont généralement axés sur une résistance série constante et une capacité constante, ce qui ne permet pas de décrire le comportement des batteries avec les contraintes critiques des applications réelles. Afin de simuler le comportement des batteries avec plus de précision, des modèles beaucoup plus complexes que le modèle à une seule constante de temps sont utilisés dans la littérature. Le modèle à double constante de temps en série avec une résistance  $ESR_{bat}$  et générateur de tension ( $V_{oc}$ ) est le plus utilisé. Pour représenter très précisément les caractéristiques dynamiques de la batterie au lithium fer phosphate, nous avons proposé une version améliorée du modèle à deux constantes de temps comme présenté dans la Figure. 2.13. Ce modèle est dit à double polarisation, c'est-à-dire avec deux constantes de temps différentes. La première constante de temps est utilisée pour décrire le comportement à court terme et la seconde est utilisée pour décrire le comportement à long terme après la coupure du courant. Le modèle résulte de la combinaison d'une source de tension, qui représente la tension de la batterie lithium-fer-phosphate en circuit ouvert  $V_{oc}(SoC)$ , une résistance  $ESR_{bat}$  correspondant à celle des connecteurs et de l'électrolyte, une résistance de transfert de charge  $R_{ST}$  en parallèle avec la capacité à double couche  $C_{ST}$  et une branche  $R_{LT}-C_{LT}$  pour représenter le phénomène de diffusion. Le choix du nombre des branches  $R_{LT}-C_{LT}$  pour représenter le phénomène de diffusion est un compromis entre le temps de calcul et la précision dans la bande de fréquence de l'application de la batterie [9], [61]. Les résultats de simulations du modèle à double constante de temps vont être comparés aux résultats expérimentaux de la batterie lithium-fer-phosphate ( $LiFePO_4$ ), pour valider le choix du modèle à étudier pour la suite de nos travaux.

La Figure. 2.13 présente le modèle à double constante de temps, où les deux constantes de temps ( $R_{ST} \cdot C_{ST}$  et  $R_{LT} \cdot C_{LT}$ ) sont constantes, mais la résistance et la capacité correspondante varient en fonction de la tension de la batterie en circuit ouvert  $V_{oc}$  (SoC). En d'autres termes, lorsque les capacités ( $C_{ST}$  &  $C_{LT}$ ) diminuent, les résistances ( $R_{ST}$  &  $R_{LT}$ ) augmentent, de telle sorte que les constantes de temps résultantes restent inchangées. La première constante de temps ( $R_{ST} \cdot C_{ST}$ ) représente le comportement de la batterie à court terme et la seconde constante de temps ( $R_{LT} \cdot C_{LT}$ ) représente le comportement de la batterie en moyen et long terme. La tension de la batterie en circuit ouvert  $V_{oc}$  (SoC) et la résistance série  $ESR_{bat}$  disposent chacune deux valeurs différentes dues au comportement d'hystérésis de la batterie Lithium fer Phosphate (LiFePO4) entre les opérations de charge et de décharge. Le modèle mathématique est présenté par l'équation (2.6), où  $I_{bat}$  est le courant de la batterie dans la convention de charge et  $V_{bat}$  est la tension aux bornes de la batterie. Dans l'équation (2.6),  $C_{xx}$  présente les capacités parallèles pour une cellule et  $R_{xx}$  correspond aux résistances de polarisation pour une cellule, où  $xx = \{ST, LT\}$ .

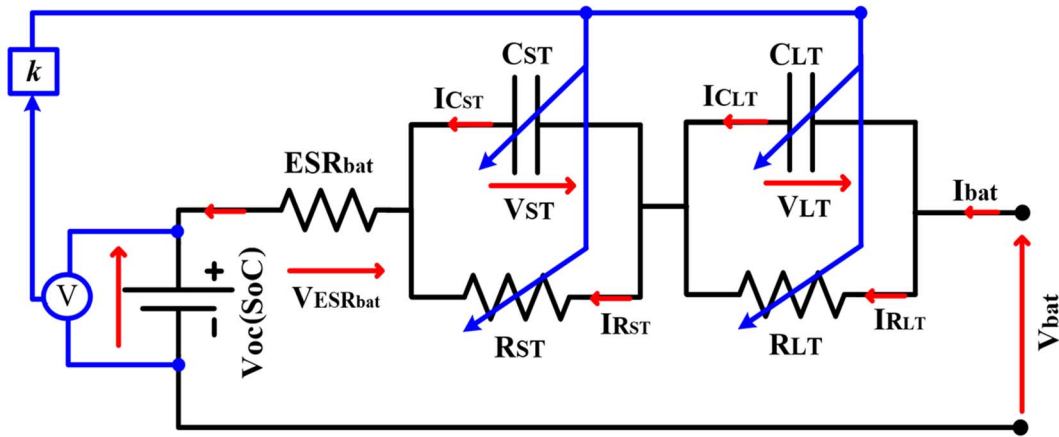


Figure. 2.13: Proposition du modèle pour les batteries lithium fer phosphate.

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{xx} = k \cdot V_{oc}(SoC) \\ \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} V_{ST} \\ V_{LT} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{R_{ST} \cdot C_{ST}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{R_{LT} \cdot C_{LT}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ST} \\ V_{LT} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{C_{ST}} & 0 \\ \frac{1}{C_{LT}} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{bat} \\ 0 \end{bmatrix} \\ R_{xx} = \frac{\tau_{xx}}{C_{xx}} \\ V_{bat} = V_{oc}(SoC) + ESR_{bat} \cdot I_{bat} + V_{ST} + V_{LT} \end{array} \right. \quad (2.6)$$

La tension en circuit ouvert de la batterie dépend de l'état de charge de la batterie  $SoC$  qui est estimé en utilisant l'équation (2.7), où  $SoC_0$  présente la valeur initiale et  $Q_{cell\_ch}$  et  $Q_{cell\_di}$  sont respectivement la capacité totale de la cellule en [Ah] à la charge et à la décharge, Pour plus d'information et d'exemples, le lecteur se référera aux références suivantes [64], [65], [66], [67].

$$SoC = \begin{cases} SoC_0 - \int_0^t \left( \frac{I_{bat}}{3600 \cdot Q_{cell\_ch}} \right) . dt & \text{if } I_{bat} > 0 \\ SoC_0 - \int_0^t \left( \frac{I_{bat}}{3600 \cdot Q_{cell\_di}} \right) . dt & \text{if } I_{bat} < 0 \end{cases} \quad (2.7)$$

### 2.5.1. Caractérisation de la tension en circuit ouvert de la batterie

En général, la tension en circuit ouvert repose sur l'état de charge de la batterie (SoC) et la température de fonctionnement [4], [5], [65], [68]. Dans cette partie d'étude, les tests expérimentaux sont effectués à température ambiante. Ces tests sont basés sur une cellule de batterie LFP avec une tension maximale de 3.8 V et une capacité nominale de 100 Ah. La cellule est complètement déchargée avant les tests et elle a été chargée successivement avec un courant constant de 5A pendant 300 secondes, avec un temps de repos de 300 secondes entre deux opérations de charge comme illustré sur la Figure. 2.14. Après chaque temps de repos, la tension correspondante ( $Voc(t_1)$ ,  $Voc(t_2)$ ,  $Voc(t_3)$ , ...) présentée sur la Figure. 2.15 est considérée comme stabilisée. Ces tensions sont utilisées dans l'équation (2.8) pour faire des calculs approximatifs de SoC, où  $0 \leq SoC \leq 1$ , les termes  $Q_i$ ,  $Q_p$  et  $Q_n$  correspondent respectivement à la capacité initiale, à la capacité perdue/acquise et à la capacité nominale. Pour déterminer la tension en circuit ouvert de la batterie pour l'opération de décharge, l'approche décrite ci-dessus est toujours valide, mais la batterie doit être déchargée avec un courant pulsé à partir de la tension maximale de 3.8 V. Les Figures. 2.16 et 2.17 présentent respectivement le courant de décharge et le principe de caractérisation de  $Voc$  basé sur les opérations de décharge de la batterie Lithium fer Phosphate. La tension de circuit ouvert de la batterie correspondant respectivement aux opérations de charge et de décharge est montrée sur la Figure. 2.18. Cette figure montre un effet d'hystérésis, car la tension de circuit ouvert de la batterie dans l'opération de charge n'est pas la même que celle de la décharge. L'expression analytique de la tension en circuit ouvert de la batterie obtenue à partir des courbes présentées à la Figure. 2.18 est présenté par deux polynômes illustrés dans l'équation (2.9), où l'indice «ch» correspond à la charge de la batterie et l'indice «di» correspond à la décharge de la batterie lithium - fer - phosphate (LiFePO<sub>4</sub>).

$$\begin{cases} SoC \approx \frac{Q_i \pm Q_p}{Q_n} \\ i = \{1, 2, 3, \dots\} \end{cases} \quad (2.8)$$

$$Voc(SoC) = \begin{cases} a_{6ch} \cdot SoC^6 + a_{5ch} \cdot SoC^5 - a_{4ch} \cdot SoC^4 + a_{3ch} \cdot SoC^3 + a_{2ch} \cdot SoC^2 + a_{1ch} \cdot SoC + a_{0ch} & \text{if } I_{bat} < 0 \\ a_{6di} \cdot SoC^6 + a_{5di} \cdot SoC^5 + a_{4di} \cdot SoC^4 + a_{3di} \cdot SoC^3 + a_{2di} \cdot SoC^2 + a_{1di} \cdot SoC + a_{0di} & \text{if } I_{bat} \geq 0 \end{cases} \quad (2.9)$$

Les coefficients de ces polynômes sont donnés comme suit:

- $a_{6ch} = -3 \cdot 10^{-11}$ ;  $a_{5ch} = 10^{-8}$ ;  $a_{4ch} = -2 \cdot 10^{-6}$ ;  $a_{3ch} = 10^{-4}$ ;  $a_{2ch} = -44 \cdot 10^{-4}$ ;  $a_{1ch} = 757 \cdot 10^{-4}$ ;  $a_{0ch} = 2.8$ ;
- $a_{6di} = -10^{-10}$ ;  $a_{5di} = 5 \cdot 10^{-8}$ ;  $a_{4di} = -6 \cdot 10^{-6}$ ;  $a_{3di} = 4 \cdot 10^{-4}$ ;  $a_{2di} = -121 \cdot 10^{-4}$ ;  $a_{1di} = 121 \cdot 10^{-4}$ ;  $a_{0di} = 2.2$ .

Ces coefficients sont obtenus à partir des essais expérimentaux utilisant une cellule de la batterie lithium-fer-phosphate (LiFePO4) de tension/capacité nominale de 3.2 V/100 Ah.

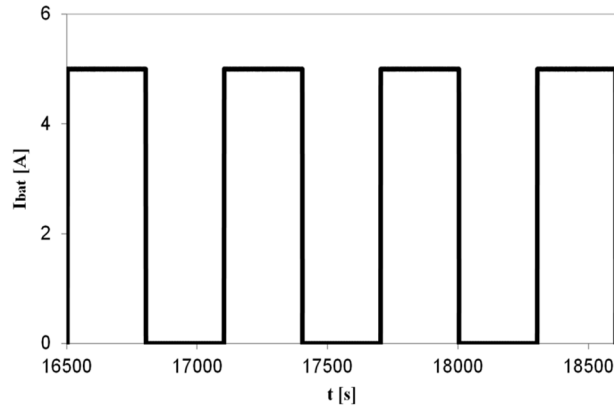


Figure. 2.14: Courant de charge de la batterie LFP avec temps de repos de 300 s pour l'estimation de SoC.

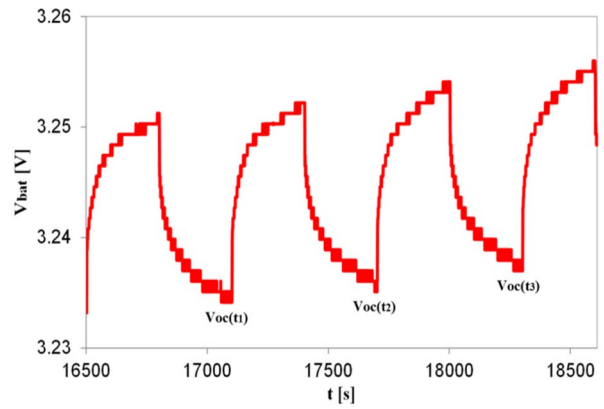


Figure. 2.15: Principe de caractérisation de  $Voc$  basé sur les opérations de charge de la batterie LFP.

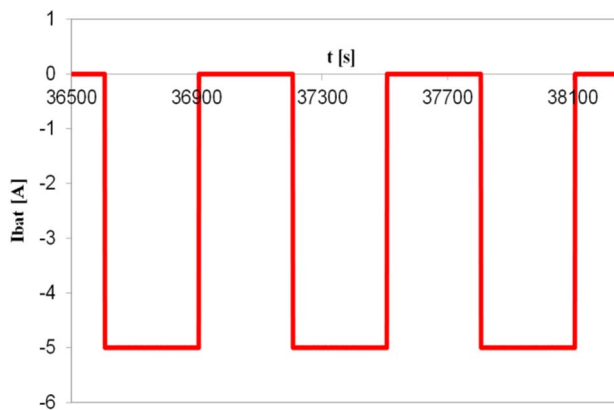


Figure. 2.16: Courant de décharge de la batterie LFP avec temps de repos de 300 s pour l'estimation de SoC.

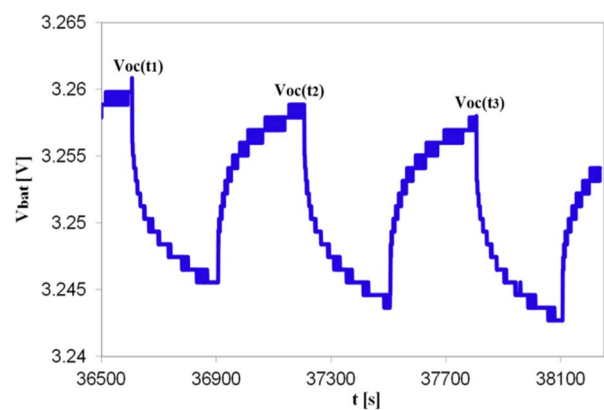


Figure. 2.17: Principe de caractérisation de  $Voc$  basé sur les opérations de décharge de la batterie LFP.

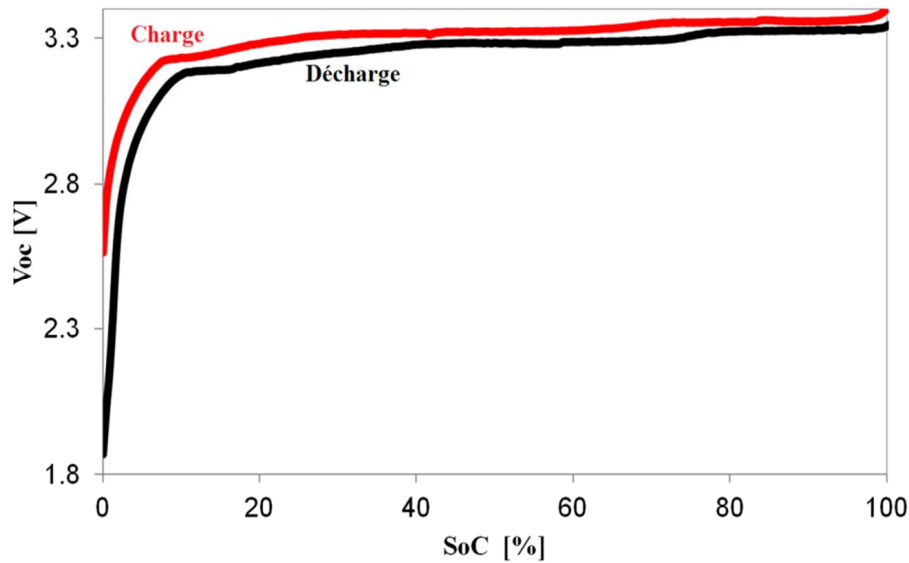


Figure. 2.18: Tension en circuit ouvert de la batterie,  $V_{oc, ch}(SoC)$  et  $V_{oc, di}(SoC)$  correspondant respectivement aux opérations de charge et de décharge.

### 2.5.2. Estimation de la résistance et la capacité de la batterie LFP

Cette section présente l'évaluation de la résistance et de la capacité des batteries à partir de la tension, du courant et du temps de charge et de décharge. Si la batterie n'a pas le comportement d'hystérésis, la résistance en série et la capacité peuvent être estimées en utilisant les données expérimentales de la tension, du courant et du temps de charge ou de décharge présenté sur la Figure. 2.19. Comme la batterie Lithium fer Phosphate présente le comportement d'hystérésis, la résistance en série et la capacité doivent être estimées de façon indépendante pour la phase de charge et de décharge présentées respectivement par la Figure. 2.20 et Figure. 2.21. Ainsi, les temps et les chutes de tension obtenues à partir de ces figures peuvent être utilisées dans les équations (2.10) et (2.11) pour estimer la résistance série  $ESR_{bat}$  et la quantité de charge  $Q_{cell}$  correspondant à la charge et décharge de la batterie LFP. L'identification des résistances et la quantité de charge des cellules de batterie Lithium fer Phosphate ( $LiFePO_4$ ) à l'aide d'un courant continu nécessitent des dispositifs de mesure de précision, car la tension de la cellule et son impédance est faible. Pour obtenir une précision suffisante pour la mesure de la tension et du courant, un bon contact entre les bornes des cellules batteries et le câblage électrique est nécessaire. Pour minimiser les erreurs dans l'identification des paramètres de la batterie ( $LiFePO_4$ ), nous avons pris les mêmes précautions que celle déjà prise pour l'identification des paramètres des supercondensateurs détaillés précédemment.

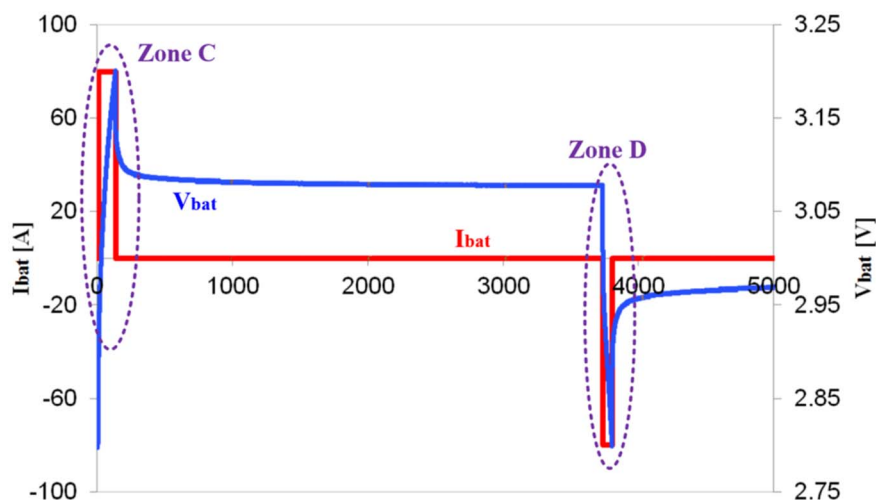


Figure. 2.19: Tension et courant de la batterie LFP obtenue lors d'une opération de charge et de décharge avec un courant constant de  $\pm 80A$ .

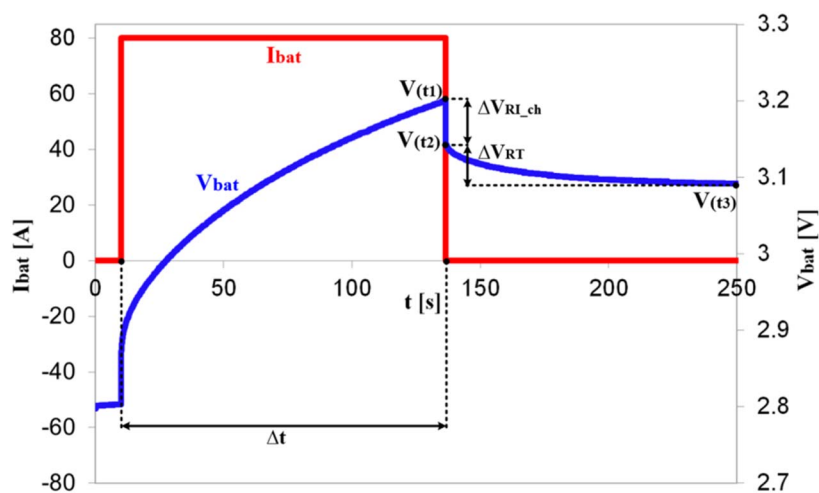


Figure. 2.20: Section zoomée de la zone C correspondant au fonctionnement en charge avec un courant constant de + 80A.

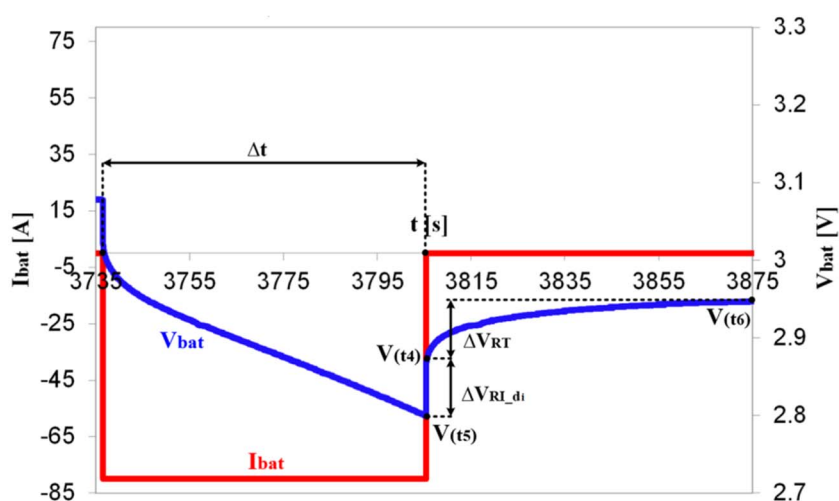


Figure. 2.21: Section zoomée de la zone D correspondant au fonctionnement en décharge avec un courant constant de - 80A.

$$\begin{cases} ESR_{bat\_ch} \approx \frac{\Delta V_{Ri\_ch}}{I_{bat}} & \text{if } I_{bat} > 0 \\ ESR_{bat\_di} \approx \frac{\Delta V_{Ri\_di}}{I_{bat}} & \text{if } I_{bat} < 0 \end{cases} \quad (2.10)$$

$$\begin{cases} Q_{cell\_ch} \approx I_{bat} \cdot \Delta t & \text{if } I_{bat} > 0 \\ Q_{cell\_di} \approx I_{bat} \cdot \Delta t & \text{if } I_{bat} < 0 \end{cases} \quad (2.11)$$

### 2.5.3. Identification des constantes de temps

Pour estimer les deux constantes de temps de  $R_{ST} \cdot C_{ST}$  et  $R_{LT} \cdot C_{LT}$ , l'analyse de l'évolution de la tension aux bornes de la batterie après l'arrêt immédiat des opérations de charge ou de décharge est nécessaire, [6], [69]. Dans ce cas, les variations de la tension de la batterie entre l'arrêt immédiat de charge/décharge et la stabilisation de la tension à ces bornes peuvent être approximées par une fonction exponentielle, où  $\Delta V_{RT}$  présente l'amplitude maximale des variations de la tension illustrées à la Figure. 2.20 et Figure. 2.21. L'amplitude maximale des variations de tension  $\Delta V_{RT}$  obtenue à partir de la Figure. 2.20 est considérée comme positive et elle est supposée négative sur la Figure. 2.21. Ainsi, le modèle mathématique des variations de la tension correspondant aux opérations de charge et de décharge de la batterie peut être obtenu en utilisant la valeur absolue de  $\Delta V_{RT}$  comme illustré par l'équation (2.12), où  $0 < k_v < 1$ . Pour estimer les deux constantes de temps ( $\tau_{ST}$ ,  $\tau_{LT}$ ) et  $k_v$  de  $V_{SL}(t)$ , un système d'équations est nécessaire. Pour obtenir ces équations, une approche de triangle isocèle est proposée. Cette méthode consiste à positionner les points  $A$  et  $C$  équidistants par rapport au point  $B$ , avec un angle  $\alpha$  d'environ 20 degrés comme illustré sur la Figure. 2.22. Le triangle isocèle avec l'angle  $\alpha$  permet de déterminer les positions des points  $A$ ,  $B$  et  $C$  qui permettent d'avoir les valeurs des coordonnées de  $A$  ( $t_1$ ,  $V_{SL}(t_1)$ ),  $B$  ( $t_2$ ,  $V_{SL}(t_2)$ ) et  $C$  ( $t_3$ ,  $V_{SL}(t_3)$ ). Le système résultant des trois équations peut être résolu en utilisant un logiciel de calcul tel que Mathcad ou Matlab. Pour résoudre le système d'équations non linéaire résultant, le logiciel Mathcad est utilisé comme détaillé par l'équation 2.12. Les détails des calculs sont donnés dans l'annexe C. Les paramètres calculés à partir des données expérimentales basées sur une batterie (LiFePO<sub>4</sub>). d'une capacité nominale de 100 Ah et une tension nominale de 3.2 V sont indiqués dans le Tableau. 2.3.

$$V_{SL}(t) = |\Delta V_{RT}| \cdot \left\{ k_v \cdot e^{\left(\frac{-t}{\tau_{ST}}\right)} + (1 - k_v) \cdot e^{\left(\frac{-t}{\tau_{LT}}\right)} \right\} \quad (2.12)$$

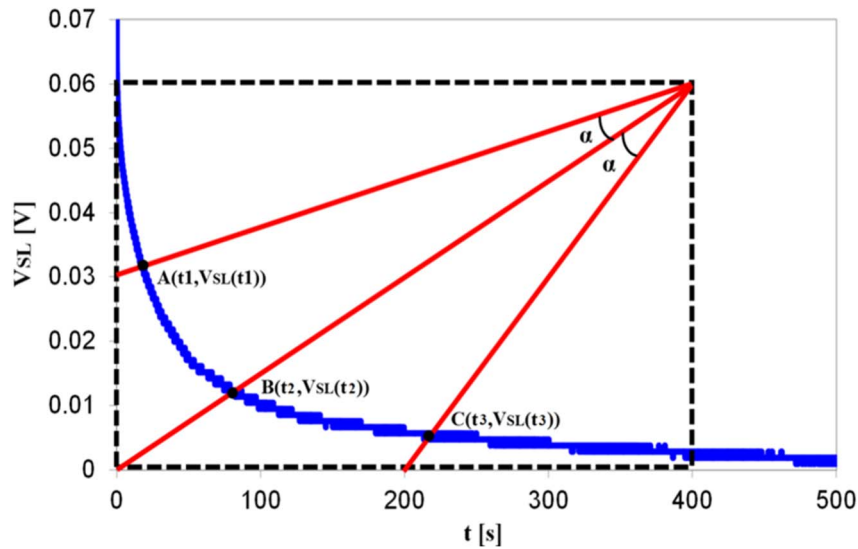


Figure. 2.22: Variation de la tension de la batterie entre l'arrêt immédiat de charge/décharge et la stabilisation de sa tension.

Tableau. 2.3: Paramètres pour une cellule de batteries SP-LFP100AHA.

| Désignation                            | Paramètres                   | Valeurs                  |
|----------------------------------------|------------------------------|--------------------------|
| Plage de fonctionnement de la batterie | $V_{batmin} \sim V_{batmax}$ | $2.8 \sim 3.8 \text{ V}$ |
| Capacité spécifique de la batterie     | $k$                          | $9500 \text{ F/V}$       |
| Résistance de la batterie en charge    | $ESR_{bat\_cb}$              | $0.84 \text{ m}\Omega$   |
| Résistance de la batterie en décharge  | $ESR_{bat\_di}$              | $0.70 \text{ m}\Omega$   |
| Constantes de temps du modèle          | $\tau_{ST}$                  | $8 \text{ s}$            |
|                                        | $\tau_{LT}$                  | $160 \text{ s}$          |

#### 2.5.4. Validation du modèle proposé

Pour valider les méthodes de modélisation et d'identification des paramètres, la cellule de batteries est chargée et déchargée avec un courant continu fluctuant de 0.5 Hz présenté sur la Figure. 2.23. Ce profil présente un taux d'ondulation d'environ 17 % par rapport au courant moyen correspondant aux opérations de charge et de décharge. La Figure. 2.24 présente la tension aux bornes de la batterie LFP obtenue à partir de simulations et de tests expérimentaux basés sur le modèle à deux constantes de temps. La tension aux bornes de la batterie obtenue à partir du modèle est très proche du résultat expérimental. Par conséquent, le modèle proposé est satisfaisant pour prédire le comportement dynamique de la batterie pendant les opérations de charge et de décharge avec un courant continu fluctuant de 0.5 Hz. La Figure. 2.25 montre que l'erreur maximale du modèle à deux constantes de temps ne dépasse pas 0.25 % en dehors de la condition initiale. La réponse du modèle de batteries à deux constantes de temps est largement suffisante pour les applications multi-sources. Ce modèle réalisé dans un environnement de simulations permet de prédire le comportement dynamique d'une batterie dédiée aux systèmes

multi-sources ce qui permet de réduire le temps de calcul sans perte en termes de précisions. Ce modèle sera utilisé en première temps, pour une application de gestion d'énergie à bord d'un bateau fluvial, pour évaluer les performances du modèle à deux constantes de temps avec paramètres fixe. Autrement dit, pour cette application le modèle proposé ne prend pas en compte les variations de la résistance  $ESR_{bat}$  et de la capacité  $Q_{cell}$  en fonction des contraintes réelles de l'application, telle que l'ondulation du profil de mission et la température de fonctionnement du bateau. Par contre, par la suite ce modèle sera amélioré pour la prise en compte des variations paramétriques ( $ESR_{bat}$  et  $Q_{cell}$ ) dues à la fréquence d'ondulation du courant continu et de la température de l'environnement applicatif.

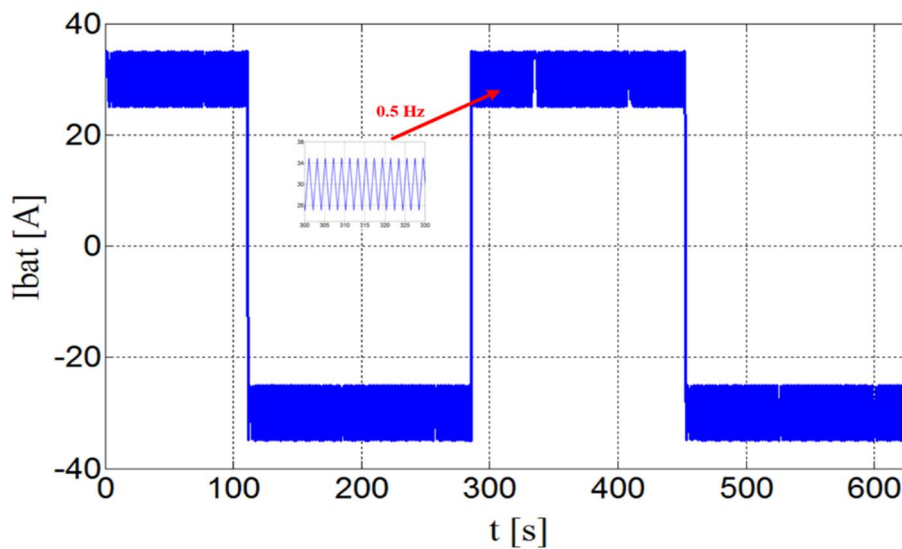


Figure. 2.23: Profil du courant continu utilisé pour les opérations de charge et de décharge de la batterie.

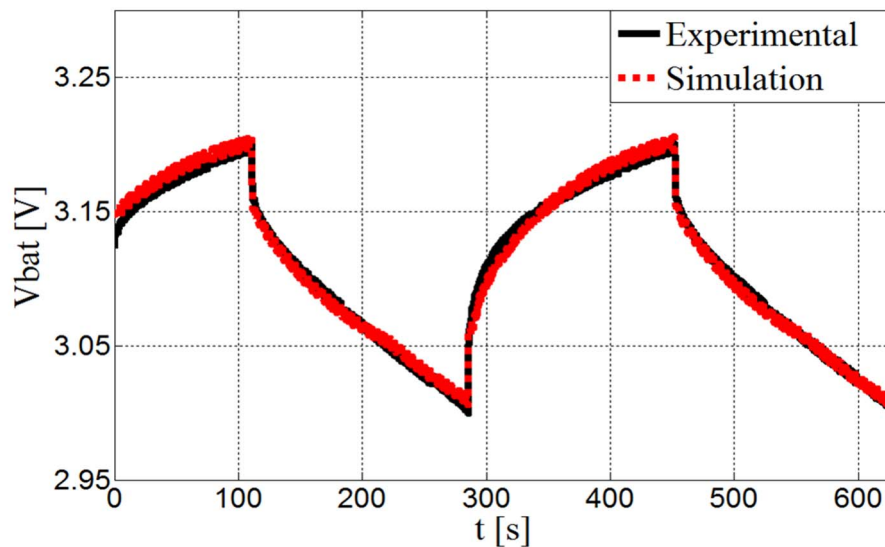


Figure. 2.24: Courbe expérimentale de la tension de la batterie comparée au résultat de simulations.

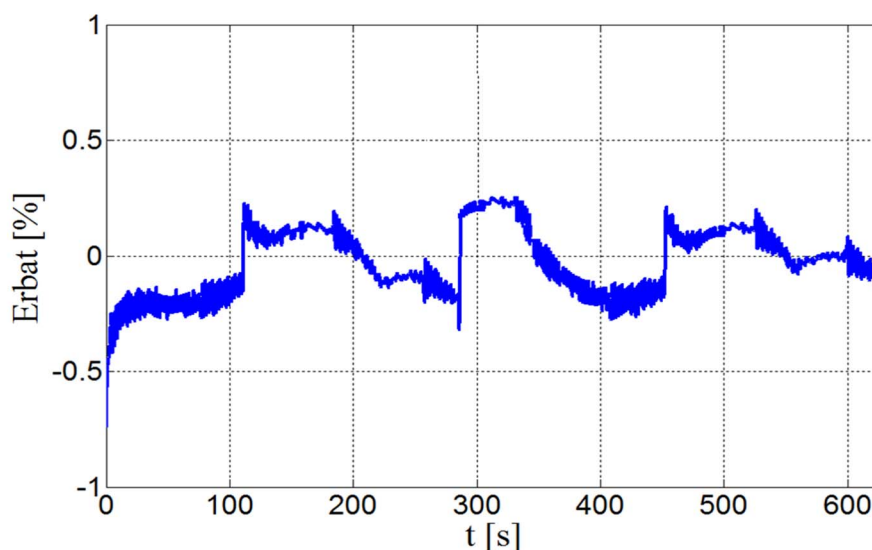


Figure. 2.25: Erreur entre le résultat de simulations et le résultat expérimental.

## 2.6. Conclusions

Dans ce chapitre nous avons présenté la modélisation comportementale des supercondensateurs et des batteries en utilisant l'approche temporelle. La phase de caractérisation est généralement indispensable pour l'intégration des éléments de stockage de technologie récente dans les outils de simulations. Cela s'explique d'une part, par l'instabilité de la nomenclature des modèles, mais aussi par le phénomène de dispersion des cellules. L'approche temporelle présente l'avantage d'être générique, car elle peut être utilisée non seulement pour caractériser une cellule, mais aussi pour caractériser des modules ayant des tensions élevées. De plus, elle permet de caractériser les supercondensateurs et les batteries dans des conditions proches de celles des applications réelles. Cependant, les modèles établis à partir de cette approche ne prennent pas en considération tous les phénomènes physiques liés aux supercondensateurs ou aux batteries à cause de leurs caractères relativement complexes. Par exemple, le modèle de supercondensateurs présenté dans ce rapport, ne permet pas de décrire le comportement du système avant et après les phases de charge et de décharge des cellules. Cela s'explique par le fait que, la branche lente permettant de décrire les phénomènes de redistribution interne des charges électriques avant et après les régimes de charge et de décharge, n'a pas été prise en compte dans le modèle. La validation des modèles de supercondensateurs et de batteries proposés montre une bonne concordance entre simulations et expérimentation. L'erreur entre le résultat de simulations et celui de l'expérimentation de supercondensateurs ne dépasse pas 1 %. Donc la réponse donnée par ce modèle est acceptable pour les phases de charge et de décharge. D'après la comparaison des résultats issus de simulations et d'expérimentation, le modèle de

la batterie à deux constantes de temps est satisfaisant pour prédire le comportement dynamique de la batterie LFP avec une erreur maximale d'environ 0.25 %. Les modèles comportementaux de supercondensateurs et de batteries étant connus, l'étape suivante sera consacrée aux problématiques de la gestion d'énergie électrique embarquée à bord d'un bateau fluvial. Pour cette application, les modèles proposés ne prennent pas en compte des variations des paramètres des batteries et des supercondensateurs en fonction des contraintes réelles de l'application, telle que la variation du profil de mission et celle de la température de l'environnement applicatif.

---



## **Chapitre 3 : Approche systémique pour la gestion dynamique d'énergie à bord d'un bateau électrique hybride fluvial**



### 3.1. Introduction

Ce chapitre repose sur l'amélioration de la réponse dynamique d'un bateau électrique hybride lors des variations rapides de la charge (accélération/décélération, freinage, manœuvres d'accostage et système de levée des colis) en utilisant des batteries LFP et des supercondensateurs proposés dans le chapitre précédent. Les principales différences entre le travail proposé dans ce chapitre et ceux de la littérature portent sur la formulation de la stratégie de gestion de l'énergie temps réel développée, qui prend en compte les limites des performances dynamiques des sources interconnectées. Cette étude est basée sur l'approche fréquentielle qui permet le partage du courant de la charge entre le générateur diesel, les supercondensateurs et les batteries, où la composante haute fréquence de la charge est attribuée au pack de supercondensateurs en raison de sa réponse dynamique rapide. Celle de la moyenne fréquence est allouée aux batteries et le groupe diesel prend en charge la composante basse fréquence. La première partie de ce chapitre présente la configuration du bateau électrique hybride utilisant des supercondensateurs et des batteries avec un générateur diesel à vitesse variable. Les paramètres des modules de supercondensateurs / batteries et la gestion de l'énergie en utilisant la méthode d'assignation des composantes (haute, moyenne et basse fréquence) sont présentés dans la deuxième partie de ce chapitre. Les résultats de simulations à pleine échelle sont présentés dans la troisième partie de ce chapitre. La dernière partie du chapitre est consacrée à la validation expérimentale de la stratégie de la gestion d'énergie embarquée à l'échelle réduite.

### 3.2. Configuration type d'un bateau électrique hybride

Pour les bateaux diesel classiques, les moteurs diesel à vitesse constante sont généralement utilisés en raison du coût initial et de la simplicité du système. Cependant, si le moteur et la génératrice ne sont pas surdimensionnés, alors une chute de tension ou une surtension subite est inévitable dans des nombreux cas. Un problème similaire est abordé dans [70], où les auteurs montrent que la tension minimale atteinte par le bus continu est d'environ 320 V, donc 80 V qui manque pour le point de consigne 400V. Ainsi, les charges électriques embarquées sensibles telles que les ordinateurs, la climatisation, les téléphones portables, les appareils multimédia et les appareils électroniques de navigation peuvent présenter des dysfonctionnements. Si le générateur diesel fonctionne à vitesse constante sans assistance, même dans des conditions de faible charge, le moteur diesel ne fonctionne pas à la vitesse optimale, où la consommation de carburant est minimale. En d'autres termes, pour réduire la consommation de carburant, la vitesse du moteur diesel peut varier en fonction de la charge. Des informations

similaires sont abordées dans [1], [71], [72], où les auteurs montrent les performances des générateurs diesel à vitesse variable en termes de consommation de carburant par rapport aux générateurs diesel à vitesse constante. De plus, en raison de la réponse lente de la vitesse du générateur, la puissance de sortie du générateur ne peut pas répondre à l'augmentation rapide de la demande de la charge et le niveau de tension de sortie ne peut pas être maintenu constant même avec le redresseur commandé. En d'autres termes, en raison du comportement dynamique lent du moteur diesel, la puissance requise pour une demande soudaine de la charge n'est pas disponible immédiatement depuis le générateur diesel parce que le régime du moteur ne peut pas augmenter rapidement en raison de son inertie. En effet, les variations rapides de la demande de la charge permettent d'impacter les performances électriques du générateur diesel. Pour éviter ce problème, le générateur diesel a besoin d'assistance pendant les opérations transitoires, mais cette assistance doit être contrôlée en fonction de la réponse dynamique du système de stockage d'énergie. Une approche similaire est décrite dans [73], où les auteurs proposent un couplage direct des supercondensateurs et des batteries sans contrôle du partage des limites des réponses dynamiques pour les supercondensateurs et les batteries. Contrairement à la littérature, nous proposons dans ce chapitre, le stockage d'énergie multi-système basé sur les supercondensateurs (SC) et les batteries, pour minimiser l'impact des variations de la charge sur le générateur diesel (GD), en utilisant deux convertisseurs DC/DC bidirectionnels pour le couplage des supercondensateurs et les batteries sur le bus DC. Cette solution permet de faire indépendamment un partage contrôlé des réponses dynamiques pour les supercondensateurs et les batteries en respectant les limites des réponses dynamiques pour chaque unité de stockage d'énergie. L'utilisation des supercondensateurs et des batteries pour assister un générateur diesel dans les situations transitoires permet de réduire les impacts de variation de puissance du générateur diesel et d'améliorer des performances énergétiques du bateau électrique hybride en termes de réponse dynamique, lors des variations rapides de la charge [74], [75]. La motivation spécifique du couplage des supercondensateurs et des batteries à haute densité de puissance est justifiée par le fait que le système de stockage d'énergie électrique basé sur les batteries seul est souvent limité en termes de durée de vie (nombre de cycle) des technologies de batteries actuelles. Les principales batteries récentes ne peuvent survivre qu'à plusieurs centaines ou jusqu'à quelques milliers de cycles de décharge complète. Les variations rapides de la demande de la charge impliquent que les batteries utilisées dans le système de stockage d'énergie électrique subissent des cycles partiels de charge et de décharge très fréquents. En tant que tels, la

dégradation des batteries devient un problème pratique majeur pour les bateaux électriques hybrides, puisque le coût de remplacement de la batterie peut grandement diminuer les profits. Pour justifier l'utilisation de stockage d'énergie multi-système, le Tableau. 3.1 résume les principales caractéristiques des batteries et des supercondensateurs, qui sont les deux principales technologies de stockage d'énergie électrique. Le stockage d'énergie multi-système proposé exploite des caractéristiques complémentaires telles que le faible coût des batteries et la grande durée de vie et l'efficacité des supercondensateurs. La stratégie de contrôle des puissances transitoires repose sur une approche fréquentielle qui présente certains avantages par rapport au contrôle des puissances par approche temporelle décrite dans [79], [80], [81], [82] tels que : - Il est possible de faire le contrôle des puissances sans connaître auparavant le profil de la demande de la charge, ce qui est une solution intéressante, car la demande de la charge change fréquemment dans les applications réelles. - Les dispositifs de stockage d'énergie peuvent être dimensionnés uniquement en fonction de la composante haute fréquence pour les supercondensateurs et de la composante moyenne fréquence pour les batteries. Cette approche permet de réduire les dimensions du système de stockage d'énergie à une taille raisonnable adaptée aux variations de la demande de la charge. Cette étude est basée sur un bateau de transport de marchandises illustré à la Figure. 3.1, qui présente une puissance nominale de 450 kW avec une propulsion diesel complète. L'étude proposée consiste à faire une conversion de ce bateau classique en un bateau électrique hybride basé sur la configuration présentée à la Figure. 3.2, où la demande de la charge correspond à la puissance requise des propulseurs et des appareils embarqués (monte-charge, système de levage de colis, système de chauffage, TV, ordinateur et appareil électronique pour la navigation). Un générateur diesel est connecté au bus continu par l'intermédiaire d'un redresseur commandé triphasé pour contrôler la tension du point de couplage  $V_{bus}$ . Les modules de supercondensateurs et de batteries sont reliés au bus continu par deux convertisseurs buck-boost, pour compenser respectivement les composantes haute et moyenne fréquence de la charge. Le profil de mission du Bateau Electrique Hybride (HEB), est donné dans l'annexe D.

Tableau. 3.1: Comparaison de la batterie lithium et supercondensateurs [76], [77], [78].

| Type                | Supercondensateurs | Batterie LFP      |
|---------------------|--------------------|-------------------|
| Coût par capacité   | \$300 – 20000/kWh  | \$500 – 3800/kWh  |
| Cycle de vie        | 100000 – 1M cycles | 500 – 2000 cycles |
| Cycle d'efficacité  | 75% – 98%          | 70% – 90%         |
| Taux d'autodécharge | 20% – 40%/jours    | 10%/ mois         |

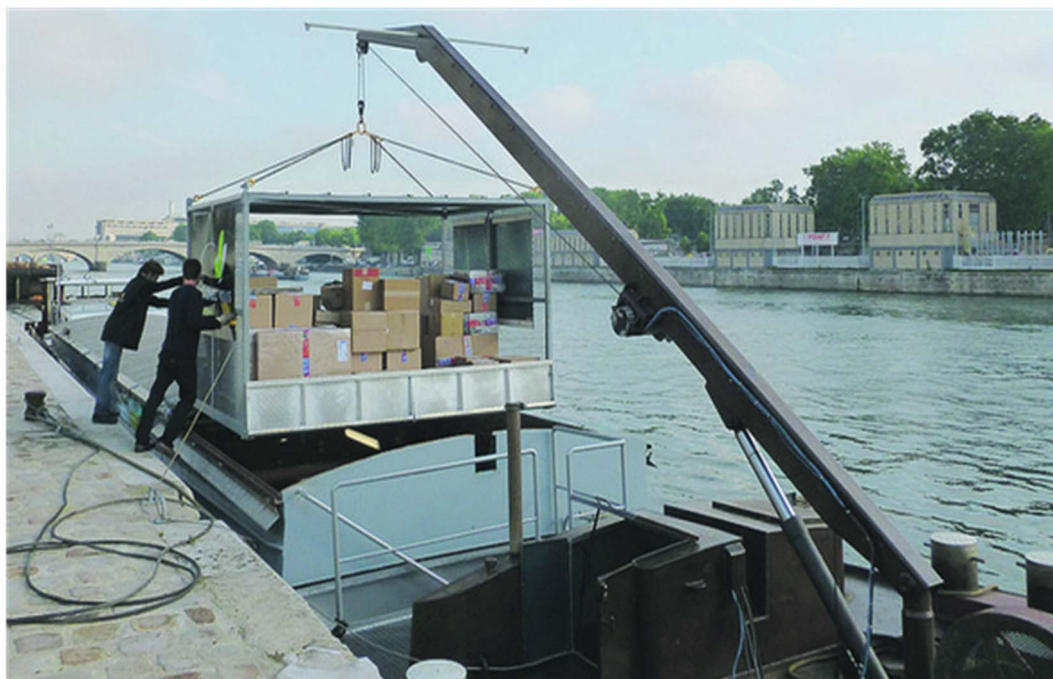


Figure. 3.1: Bateau de transport de marchandises appelé "Vokoli" avec une propulsion diesel à Paris.

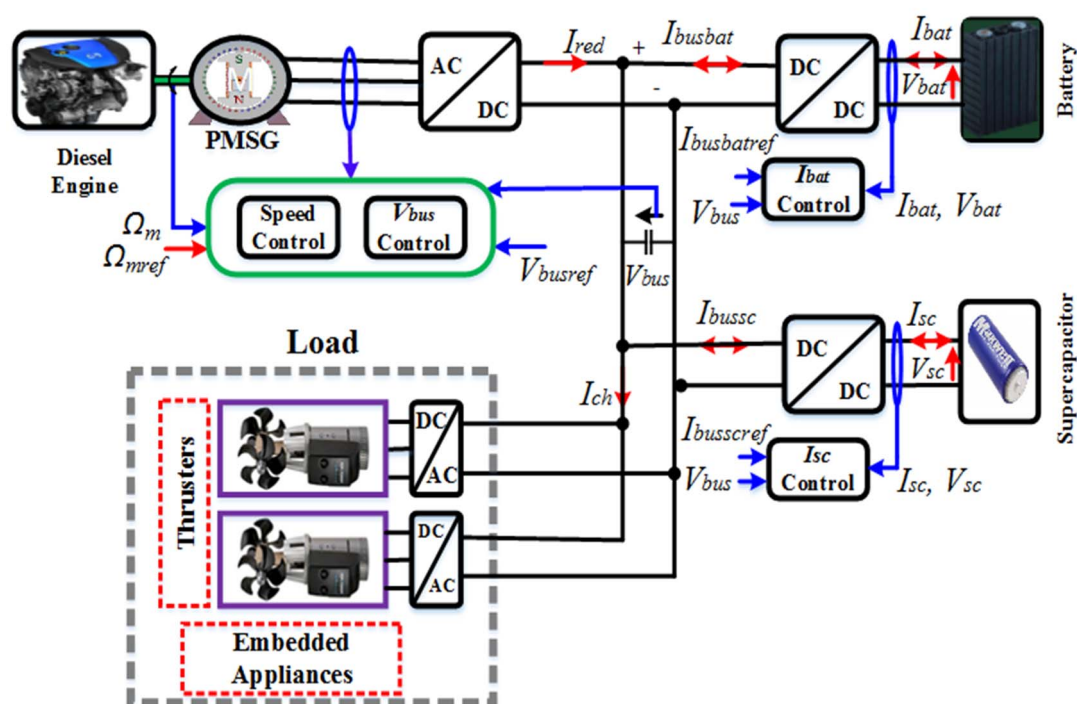


Figure. 3.2: Configuration type d'un bateau électrique hybride utilisant des supercondensateurs et des batteries avec un générateur diesel à vitesse variable (moteur diesel - PMSG).

### 3.3. Modèles du pack de batteries/supercondensateurs

Pour illustrer la performance du contrôle de l'assistance du groupe électrogène lors des opérations d'accélération/décélération, freinage, manœuvres d'amarrage et levage de colis, les modèles à dynamique rapide des supercondensateurs et des batteries sont nécessaires, car ces

opérations nécessitent peu de temps, dans l'ordre de quelques secondes avec de nombreuses séquences répétées. Les modèles à dynamique rapide des supercondensateurs et des batteries traités dans le chapitre précédent ont été utilisés.

Le modèle du pack de batteries utilisé pour l'application de la gestion d'énergie à bord du bateau fluvial est présenté à la Figure. 2.13 du chapitre 2 (section 2.5). Ce modèle est caractérisé par la résistance série  $ESR_{bat}$  et les résistances de polarisation ( $R_{ST}$  et  $R_{LT}$ ) avec les capacités parallèles ( $C_{ST}$  et  $C_{LT}$ ). Le modèle mathématique du pack de batteries est présenté par l'équation (3.1), où  $V_{bat}$  et  $I_{bat}$  présentent la tension et le courant aux bornes du module. Ce modèle est basé sur le circuit équivalent RC de second ordre, est suffisamment efficace pour les simulations de comportement des batteries pour l'application des bateaux électriques hybrides. Dans l'équation (3.1),  $N_s$  et  $N_p$  présentent respectivement le nombre des cellules en série et en parallèle. La tension de circuit ouvert  $V_{oc}$  (SoC) de la cellule est liée à l'état de charge SoC. Les coefficients polynomiaux calculés de  $V_{oc}$  (SoC) à partir des données expérimentales basées sur les opérations de charge et de décharge d'une cellule de batteries sont présentés dans le chapitre 2 (section 2.5, sous-section 2.5.1). Pour simuler le comportement du bateau électrique hybride en pleine échelle, les paramètres utilisés pour 85 cellules en série et 8 sous-modules en parallèle de la batterie LFP (SP-LFP100AHA/3.2V) sont présentés dans le Tableau. 3.2. Ces paramètres sont implémentés dans l'équation (3.1) pour émuler le comportement du pack de batteries lors des opérations de traction.

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{bat} = N_s \cdot V_{oc}(SoC) + \frac{N_s}{N_p} \cdot (ESR_{bat} \cdot I_{bat} + V_{ST} + V_{LT}) \\ ESR_{bat} = \begin{cases} ESR_{bat\_ch} & \text{if } I_{bat} < 0 \\ ESR_{bat\_di} & \text{if } I_{bat} \geq 0 \end{cases} \\ \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} V_{ST} \\ V_{LT} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{R_{ST} \cdot C_{ST}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{R_{LT} \cdot C_{LT}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ST} \\ V_{LT} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{C_{ST}} & 0 \\ \frac{1}{C_{LT}} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{bat} \\ 0 \end{bmatrix} \\ V_{oc}(SoC) = \begin{cases} a_{6ch} \cdot SoC^6 + a_{5ch} \cdot SoC^5 - a_{4ch} \cdot SoC^4 + a_{3ch} \cdot SoC^3 + a_{2ch} \cdot SoC^2 + a_{1ch} \cdot SoC + a_{0ch} & \text{if } I_{bat} < 0 \\ a_{6di} \cdot SoC^6 + a_{5di} \cdot SoC^5 + a_{4di} \cdot SoC^4 + a_{3di} \cdot SoC^3 + a_{2di} \cdot SoC^2 + a_{1di} \cdot SoC + a_{0di} & \text{if } I_{bat} \geq 0 \end{cases} \\ SoC = \begin{cases} SoC_0 - \int_0^t \left( \frac{I_{bat}}{3600 \cdot Q_{cell\_ch}} \right) dt & \text{if } I_{bat} > 0 \\ SoC_0 - \int_0^t \left( \frac{I_{bat}}{3600 \cdot Q_{cell\_di}} \right) dt & \text{if } I_{bat} < 0 \end{cases} \end{array} \right. \quad (3.1)$$

Tableau. 3.2: Paramètres du module de batteries SP-LFP100AHA.

| Noms                                             | Paramètres                       | Valeurs                  |
|--------------------------------------------------|----------------------------------|--------------------------|
| Plage de fonctionnement de la batterie           | $V_{bat\_min} \sim V_{bat\_max}$ | $2.8 \sim 3.8 \text{ V}$ |
| Capacité spécifique de la batterie               | $k$                              | $9500 \text{ F/V}$       |
| Nombre des cellules de batteries en série        | $N_s$                            | 85                       |
| Nombre des sous-modules en parallèle             | $N_p$                            | 8                        |
| Résistance d'une cellule de batterie en charge   | $ESR_{bat\_ch}$                  | $0.84 \text{ m}\Omega$   |
| Résistance d'une cellule de batterie en décharge | $ESR_{bat\_di}$                  | $0.70 \text{ m}\Omega$   |
| Constantes de temps du modèle                    | $\tau_{ST}$                      | $8 \text{ s}$            |
|                                                  | $\tau_{LT}$                      | $160 \text{ s}$          |

Pour la gestion d'énergie à bord du bateau fluvial, nous avons utilisé le modèle de supercondensateurs présenté par la Figure. 2.6 du chapitre 2 (section 2.3). Ce modèle comprend une résistance série équivalente  $ESR$ , en série avec un condensateur constant  $C$ . Le modèle analytique du module de supercondensateurs est présenté par l'équation (3.2), où  $ESR_m$  présente la résistance série équivalente du module supercondensateurs,  $C_m$  est la capacité équivalente du module et  $V_{m0}$  est la condition initiale spécifiée à  $t=0$ . Ce module décrit le comportement des supercondensateurs pendant les opérations de charge et de décharge. Les paramètres utilisés pour 120 cellules de BCAP3000F (2.7 V/3000 F) en série et 34 sous-modules en parallèle sont présentés dans le Tableau. 3.3. Ces paramètres sont implémentés dans l'équation (3.2) pour émuler le comportement des supercondensateurs lors des opérations d'accélération, de décélération, de freinage, de manœuvres d'amarrage et de levage de colis.

$$V_{sc} = V_{m0} - \int_0^t \frac{I_{sc}}{C_m} \cdot dt - ESR_m \cdot I_{sc} \quad (3.2)$$

Tableau. 3.3: Paramètres du module de supercondensateurs de 120 cellules de BOOSTCAP3000F.

| Noms                                       | Paramètres   | Valeurs                 |
|--------------------------------------------|--------------|-------------------------|
| Résistance série pour 120 cellules SC      | $ESR_m$      | $30 \text{ m}\Omega$    |
| Résistance de câblage pour 119 connecteurs | $R_{con}$    | $59.14 \text{ m}\Omega$ |
| Capacité du module SC                      | $C_m$        | $850 \text{ F}$         |
| Tension initiale du module SC              | $V_{m0}$     | $275 \text{ V}$         |
| Puissance spécifique utilisable            | $\rho_{psc}$ | $5.9 \text{ kW/kg}$     |
| Énergie spécifique                         | $\rho_{esc}$ | $6.0 \text{ Wh/kg}$     |

### 3.4. Méthode d'extraction des composantes : basse, moyenne et haute fréquence pour les profils de mission des sources

La méthode proposée pour la gestion de l'énergie repose sur l'estimation des composantes basse, moyenne et haute fréquence et leur assignation au stockage d'énergie multi-système. Cette méthode consiste à partager le courant de la charge  $I_{cb}$  en composante haute fréquence, composante moyenne fréquence et composante basse fréquence en utilisant le principe illustré sur la Figure. 3.3. Les composantes calculées doivent être assignées aux sources et unités de stockage associées en fonction de leurs réponses dynamiques. Dans ce travail, la composante haute fréquence est assignée aux supercondensateurs, la composante moyenne fréquence est attribuée aux batteries, de sorte que le générateur diesel n'assure que la composante basse fréquence. Le partage du courant de la charge est réalisé à travers deux filtres passe-bas ( $F_1$  &  $F_2$ ). Ces filtres passe-bas permettent d'obtenir la composante basse fréquence  $I_{redref}$ , la composante moyenne fréquence  $I_{busbatref}$  et la composante haute fréquence  $I_{busref}$ . Les fréquences des filtres sont  $f_1$  et  $f_2$ , avec  $f_1 > f_2$ . Les courants de référence des supercondensateurs et des batteries sont calculés comme indiqué à la Figure. 3.3, où  $I_{cb}$  est le courant de la charge. Le choix des fréquences des filtres est lié à la densité de puissance et à la densité d'énergie des supercondensateurs/batteries. Les limites maximales de ces fréquences peuvent être calculées en utilisant l'équation (3.3), où  $\rho_{pSC}$  et  $\rho_{eSC}$  présentent respectivement les densités de puissance et d'énergie pour les supercondensateurs et  $\rho_{pBat}$  et  $\rho_{eBat}$  présentent celles des batteries. Les densités de puissance et d'énergie pour les supercondensateurs (BCAP3000) et des batteries LiFePO4 (SP-LFP100AHA/3.2V) sont obtenus à partir des fiches techniques des fabricants des dispositifs de stockage d'énergie. Pour une application multi-source comprenant un générateur diesel à vitesse variable, des supercondensateurs et des batteries contrôlés par approche fréquentielle, il n'est pas nécessaire d'atteindre les limites des fréquences maximales, car le générateur diesel, les supercondensateurs et les batteries sont en fonctionnement complémentaire en termes de réponse dynamique. En considérant le fonctionnement dynamique complémentaire des sources et le spectre du courant de la charge présenté à la Figure. 3.4,  $f_2$  est fixé à 0.333 mHz avec  $f_1 \approx 5.f_2$ , dans l'objectif de réduire la taille des supercondensateurs et des batteries. Les constantes de temps correspondantes des filtres passe-bas pour un trajet du bateau "Vokoli" pendant 13 heures sont données comme suit :  $\tau_1 = 1 / (2.\pi.f_1) = 96s$  et  $\tau_2 = 1 / (2.\pi. f_2) = 477s$ . Pour les simulations rapides, ces constantes de temps sont réduites 300 fois, soit  $\tau'_1 = 96 s / 300$  et  $\tau'_2 = 477s / 300$  qui correspondent à  $f'_1 = 0.497$  Hz et  $f'_2 = 0.1Hz$  comme illustré à la Figure. 3.4. Les composantes fréquentielles calculées à partir de la Figure. 3.3 sont utilisées comme courants de

référence pour les supercondensateurs, les batteries et le générateur diesel comme illustré sur la Figure. 3.5. Les boucles de commande proposées comprennent le contrôle de la vitesse du générateur diesel, le contrôle de la tension du bus contenu par le redresseur AC/DC, le contrôle des courants des batteries et des supercondensateurs à travers deux convertisseurs DC/DC. Ces boucles de contrôle sont décrites ci-dessous.

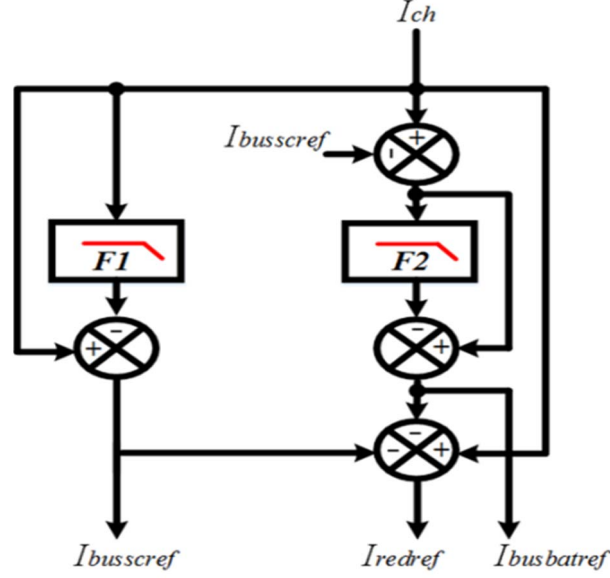


Figure. 3.3: Courants de référence des supercondensateurs, des batteries et de générateur diesel en utilisant deux filtres passe-bas ( $F_1$ ,  $F_2$ ) avec des constantes de temps de  $\tau_1$  et  $\tau_2$  respectivement.

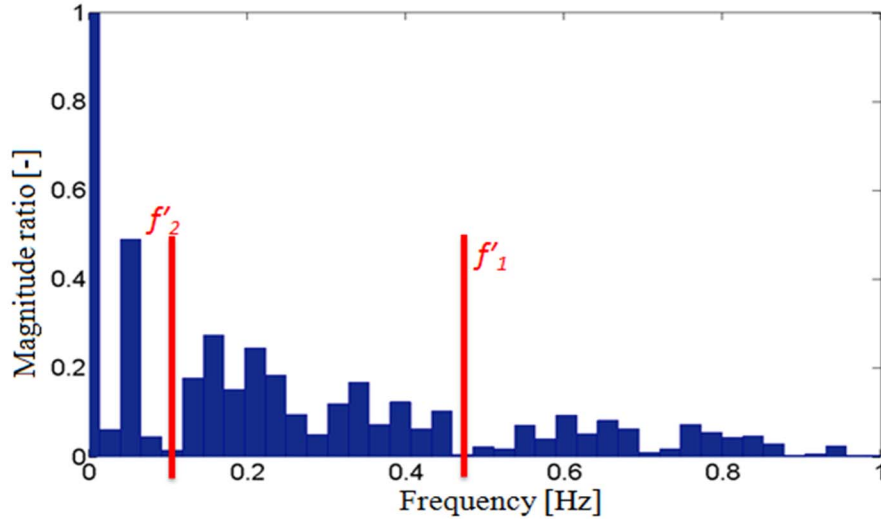


Figure. 3.4: Spectre du courant de la charge, où  $f'_1$  et  $f'_2$  sont les deux fréquences de filtres passe-bas.

$$\begin{cases} f_1 \leq \frac{\rho_{pSC}}{\rho_{eSC}} = \frac{5.9 \cdot 1000 \text{ W} / \text{kg}}{6 \cdot 3600 \text{ W} \cdot \text{s} / \text{kg}} = 0.273 \text{ Hz} \\ f_2 \leq \frac{\rho_{pBat}}{\rho_{eBat}} = \frac{309.68 \text{ W} / \text{kg}}{102.24 \cdot 3600 \text{ W} \cdot \text{s} / \text{kg}} = 0.841 \text{ mHz} \end{cases} \quad (3.3)$$

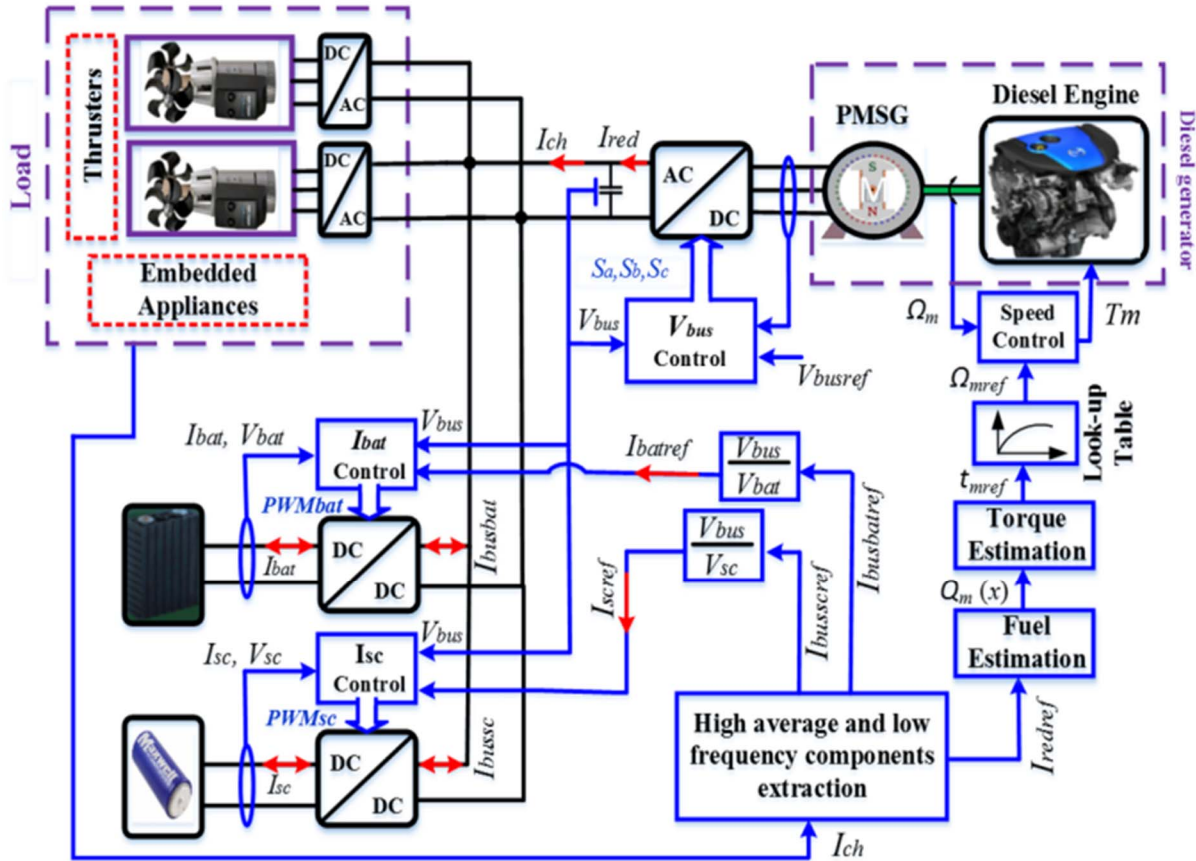


Figure. 3.5: Stratégie globale de contrôle de puissance du bateau électrique hybride.

### 3.5. Stratégie de contrôle de la vitesse du générateur diesel

Un générateur diesel (DG) à vitesse variable est considéré dans cette étude. Le but du contrôle de la vitesse du générateur diesel est d'ajuster la vitesse du moteur pour un fonctionnement efficace. Pour contrôler la vitesse du générateur diesel, le couple mécanique  $T_m$  est calculé par l'intermédiaire du contrôleur polynomial comme montré dans la Figure. 3.6.

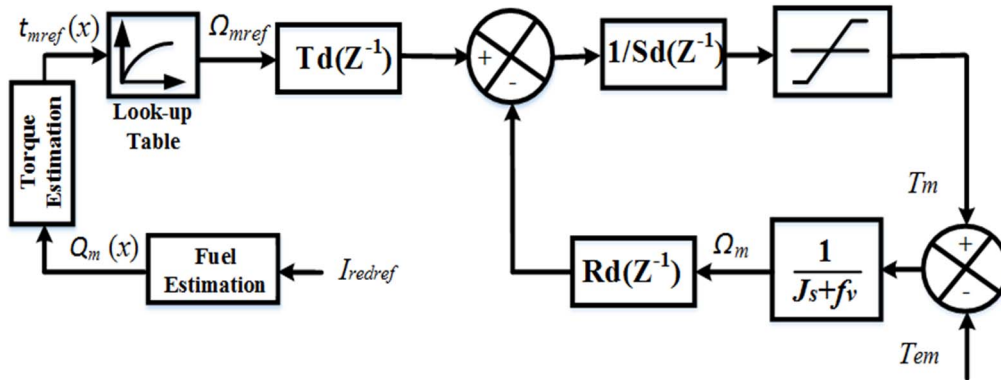


Figure. 3.6: Boucle de contrôle de la vitesse du générateur diesel.

Le couple mécanique utilisé dans le modèle du générateur diesel présenté par l'équation (3.4), où  $f_v$  est le coefficient visqueux et  $T_{em}$  présente le couple électromagnétique. Pour résoudre ces équations différentielles en utilisant la S-fonction dans Matlab, le modèle dynamique du générateur a été transformé comme présenté par l'équation (3.5), où la tension du stator est calculée à partir de la consommation d'énergie entre l'entrée du convertisseur AC/DC et sa sortie. Pour calculer les courants  $I_{sd}$  et  $I_{sq}$ , l'algorithme de la S-fonction est utilisé et la transformée de park est appliquée à  $I_{sd}$  et  $I_{sq}$  pour obtenir les trois courants de phase ( $I_{s1}$ ,  $I_{s2}$  et  $I_{s3}$ ) du générateur synchrone à aimants permanents. Des approches similaires sont décrites dans les références [71] et [83]. La référence de la vitesse du moteur diesel  $\Omega_{mref}$  est calculée à l'aide de l'équation (3.6), où  $t_{mref}$  présente la référence de couple du moteur diesel. Dans l'équation (3.6),  $\tau_{D1}$  est une constante de temps de 0.05 s due à la limite de la réponse de la vitesse de la turbine;  $\tau_{D2}$  présente une constante de temps de 0.02 s correspondant à la période de changement de couple;  $x$  est l'indice de débit de carburant (débit de carburant normalisé) en p.u. qui indique la quantité d'injection de carburant dans le cylindre;  $Q_m(x)$  est une équation polynomiale d'ajustement de couple pour présenter un gain de couple moteur variable. Les coefficients polynomiaux d'ajustement de couple sont donnés comme suit :  $d_0=0.257$ ;  $d_1=-0.217$ ;  $d_2=3.891$ ;  $d_3=-7.236$ ;  $d_4=6.401$ ;  $d_5=-2.108$ .

Dans cette étude, on suppose que l'indice de débit de carburant  $x$  varie linéairement en fonction de la puissance demandée sur le moteur diesel, ce qui permet de définir  $x$  comme présenté par l'équation (3.7), où la puissance nominale du générateur diesel est  $P_n = 400$  kW. Les paramètres utilisés dans le modèle du générateur diesel sont présentés dans le Tableau. 3.4. Les polynômes utilisés pour le contrôle de la vitesse du générateur diesel disposent une erreur statique minimale avec rejet de perturbation. Ils sont présentés par l'équation (3.8). Le contrôle polynomial utilisé consiste à choisir  $T_d(z^j)$  et  $R_d(z^j)$  identiques, pour réduire le nombre des paramètres à identifier. Les coefficients polynomiaux sont identifiés en utilisant une comparaison entre le polynôme  $P(z^j)$  souhaité et le dénominateur de la fonction de transfert en boucle fermée comme présenté par l'équation (3.9), où  $A(z^j)$  et  $B(z^j)$  sont respectivement le dénominateur et le numérateur de la fonction de transfert de la vitesse du générateur diesel en mode discrétisé. Les coefficients des correcteurs polynomiaux obtenus à partir de l'analyse en boucle fermée du régime moteur diesel sont présentés par l'équation (3.10), où  $T_e$  est la période d'échantillonnage,  $\omega_a$  est la bande passante du contrôle de vitesse,  $J$  est le moment d'inertie total du générateur diesel,  $f_v$  est le coefficient de frottement.

$$\begin{cases} J \cdot \frac{d}{dt} (\Omega_m) + f_v \cdot \Omega_m = T_m - T_{em} \\ T_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \{ \varphi_m \cdot I_{sq} + (L_d - L_q) \cdot I_{sd} \cdot I_{sq} \} \\ V_{sd} = R_s \cdot I_{sd} + L_d \cdot \frac{d}{dt} (I_{sd}) - p \cdot \Omega_m \cdot L_q \cdot I_{sq} \\ V_{sq} = R_s \cdot I_{sq} + L_q \cdot \frac{d}{dt} (I_{sq}) + p \cdot \Omega_m \cdot (L_d \cdot I_{sd} + \varphi_m) \end{cases} \quad (3.4)$$

$$\begin{cases} V_{sd} \approx \frac{V_{bus} \cdot I_{red} \cdot I_{sd}}{I_{sd}^2 + I_{sq}^2} \\ \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & \frac{p \cdot \Omega_m \cdot L_q}{L_d} \\ -\frac{p \cdot \Omega_m \cdot L_d}{L_q} & -\frac{R_s}{L_q} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{V_{sd}}{L_d} \\ \frac{V_{sq} - p \cdot \Omega_m \cdot \varphi_m}{L_q} \end{bmatrix} \\ V_{sq} \approx \frac{V_{bus} \cdot I_{red} \cdot I_{sq}}{I_{sd}^2 + I_{sq}^2} \end{cases} \quad (3.5)$$

$$\begin{cases} Q_m(x) = d_5 \cdot x^5 + d_4 \cdot x^4 + d_3 \cdot x^3 + d_2 \cdot x^2 + d_1 \cdot x + d_0 \\ t_{mref} \approx \left( \frac{1}{1 + \tau_{D1} \cdot s} \right) \cdot \left( \frac{2 - \tau_{D2} \cdot s}{2 + \tau_{D2} \cdot s} \right) \cdot Q_m(x) \\ \Omega_{mref} = 1.29 \cdot 10^{-6} \cdot t_{mref}^4 - 6.33 \cdot 10^{-4} \cdot t_{mref}^3 + 0.11 \cdot t_{mref}^2 - 6.58 \cdot t_{mref} + 148.87 \end{cases} \quad (3.6)$$

$$x \approx \frac{V_{busref} \cdot I_{redref}}{P_n} \quad (3.7)$$

$$\begin{cases} S_d(z^{-1}) = 1 - z^{-1} \\ R_d(z^{-1}) = T_d(z^{-1}) = r_{0d} + r_{1d} \cdot z^{-1} \end{cases} \quad (3.8)$$

$$\begin{cases} P(z^{-1}) = (1 - z^{-1} \cdot \exp(-\omega_n \cdot T_e)) \\ P(z^{-1}) = A(z^{-1}) \cdot S_d(z^{-1}) + B(z^{-1}) \cdot R_d(z^{-1}) \end{cases} \quad (3.9)$$

$$\begin{cases} r_{0d} = \frac{2 \cdot J}{T_e} \cdot (1 - \exp(-\omega_a \cdot T_e)) - f_v \\ r_{1d} = \frac{J}{T_e} \cdot \left( \exp(-2 \cdot \omega_a \cdot T_e) + \frac{T_e \cdot f_v}{J} - 1 \right) \end{cases}, \omega_a \approx 0.145 \cdot f_d \quad (3.10)$$

Tableau. 3.4: Paramètres du générateur diesel (500 kVA).

| Noms                                         | Paramètres  | Valeurs                 |
|----------------------------------------------|-------------|-------------------------|
| Puissance nominale                           | $P_N$       | 400 kW                  |
| Vitesse nominale                             | $N$         | 1500 tr/mn              |
| Constante de temps de l'actionneur du moteur | $\tau_{D1}$ | 0.05 s                  |
| Délai de combustion du moteur                | $\tau_{D2}$ | 0.02 s                  |
| Paire de pôles                               | $p$         | 9                       |
| Résistance au stator de PMSG                 | $R_s$       | 14 mΩ                   |
| Inductance au stator de PMSG                 | $L_s$       | 8.1mH                   |
| Flux rotorique de PMSG                       | $\varphi_m$ | 0.9 Wb                  |
| Inertie totale du groupe diesel              | $J$         | 4.562 kg.m <sup>2</sup> |
| Coefficient de frottement                    | $f_r$       | 0.0024                  |

### 3.6. Stratégie de contrôle de la tension du bus continu

Pour contrôler la tension du bus continu, deux boucles de contrôle en cascade sont nécessaires comme illustré sur la Figure. 3.7. La boucle interne repose sur le contrôle du courant en utilisant le contrôleur d'hystérésis. La boucle externe est dédiée au contrôle de la tension du bus continu à l'aide d'un contrôleur polynomial. La référence du courant  $I_{qref}$  dans l'axe  $q$  est calculée à partir de la boucle de contrôle de la tension du bus continu et le courant  $I_{dref}$  de l'axe  $d$  est fixée à zéro pour obtenir un facteur de puissance unitaire. Pour obtenir une erreur statique minimale avec un rejet de perturbation, les correcteurs polynomiaux présentés par l'équation (3.11) sont utilisés pour le contrôle de la tension du bus continu [75] et [79]. Les coefficients du contrôleur de la tension du bus continu obtenus à partir de l'analyse en boucle fermée sont présentés par l'équation (3.12), où  $C_T$  présente la capacité de filtrage la tension du bus continu,  $T_e$  est la période d'échantillonnage,  $\omega_v$  est la bande passante du courant et  $f_d$  présente la fréquence des signaux PWM fixée à 2 kHz.

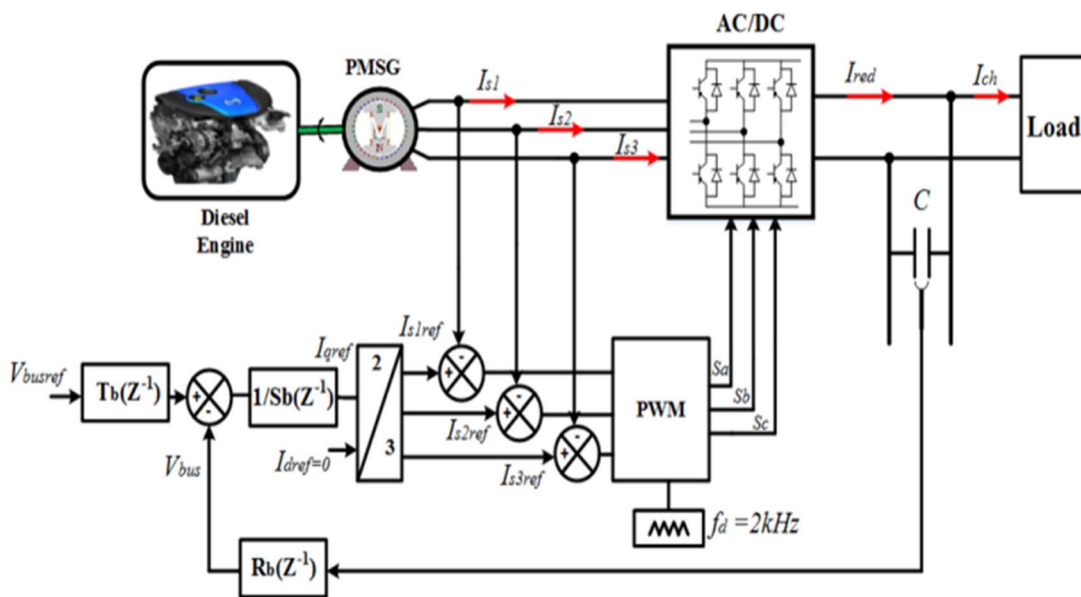


Figure. 3.7: Stratégie de contrôle de la tension du bus continu avec une fréquence PWM de 2 kHz.

$$\begin{cases} S_b(z^{-1}) = 1 - z^{-1} \\ R_b(z^{-1}) = T_b(z^{-1}) = r_{0b} + r_{1b} \cdot z^{-1} \end{cases} \quad (3.11)$$

$$\begin{cases} r_{0b} = 2 \cdot (1 - \exp(-\omega_v \cdot T_e)) \cdot \frac{C_T}{T_e} \\ r_{1b} = (\exp(-2 \cdot \omega_v \cdot T_e) - 1) \cdot \frac{C_T}{T_e} \end{cases}, \begin{cases} \omega_v = 0.322 \cdot f_d \\ C_T = C + C_{sc} + C_{bat} \end{cases} \quad (3.12)$$

### 3.7. Stratégies de contrôle des courants des batteries/supercondensateurs

Les modules de batteries et de supercondensateurs sont connectés au bus continu via deux convertisseurs bidirectionnels DC/DC, comme indiqué sur la Figure. 3.8 et Figure. 3.9. Pour contrôler la puissance transitoire, les courants de référence du côté du bus continu sont obtenus à partir de la Figure. 3.3.

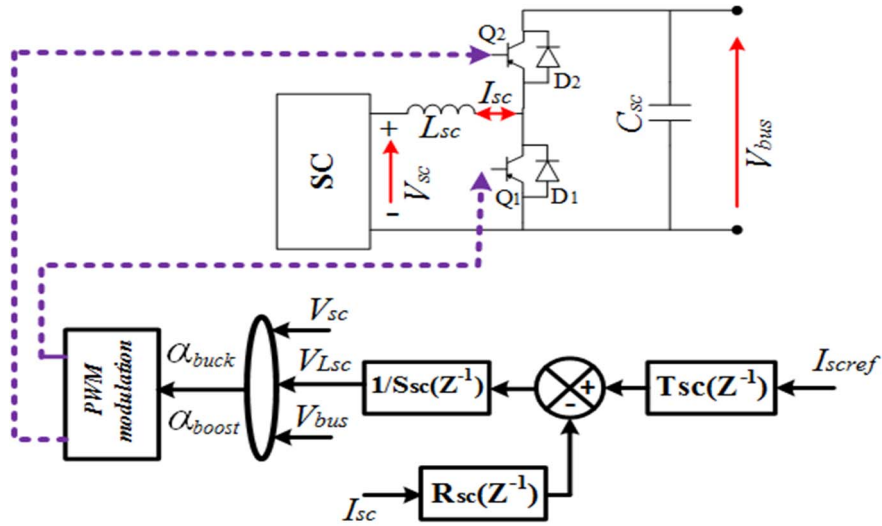


Figure. 3.8: Stratégie de contrôle de la composante haute fréquence.

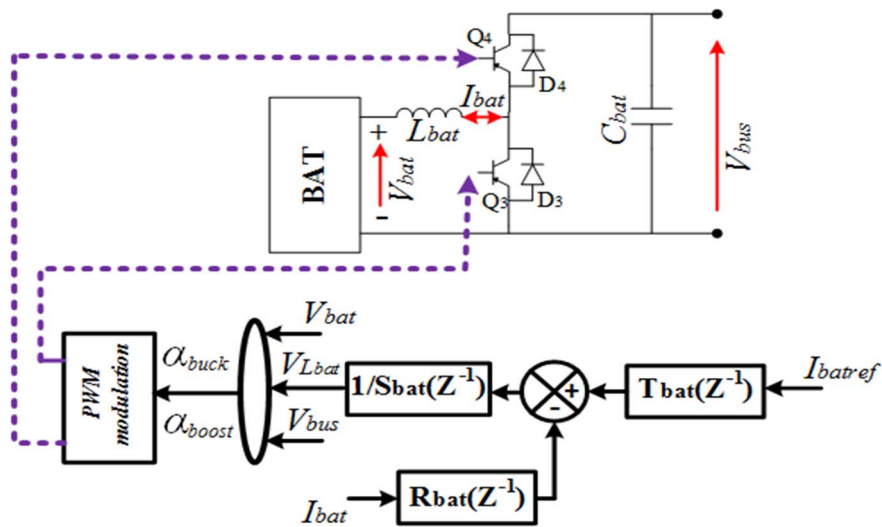


Figure. 3.9: Stratégie de contrôle de la composante moyenne fréquence  $I_{bat}$ .

$$\begin{cases} I_{screfDy} & \approx \frac{V_{bus}}{V_{sc}} \cdot I_{bussceref} \\ I_{batrefDy} & \approx \frac{V_{bus}}{V_{bat}} \cdot I_{busbatref} \end{cases} \quad (3.13)$$

Les courants de référence correspondants du côté des supercondensateurs et du côté des batteries sont calculés en utilisant la conservation de puissance entre l'entrée du convertisseur buck-boost et sa sortie, comme exprimée par l'équation (3.13), où  $I_{bussceref}$  et  $I_{busbatref}$  sont obtenus à partir de la Figure. 3.3. En d'autres termes,  $I_{screfDy}$  et  $I_{batrefDy}$  sont calculés en supposant que les rendements des convertisseurs buck-boost sont à 100 %. L'évolution de la tension aux bornes des supercondensateurs et des batteries est imprévisible et dépend des composantes haute fréquence et moyenne fréquence du courant de la charge. Pour éviter la destruction des supercondensateurs ou des batteries, il est nécessaire d'insérer un algorithme de limitation de la tension, ce qui suppose également une limitation de l'énergie sans contrôle direct du SoC pour les supercondensateurs et les batteries. La limitation de la tension consiste à maintenir la tension des supercondensateurs et celle des batteries entre des valeurs maximum et minimum, pour éviter la détérioration des supercondensateurs et des batteries. Dans cette étude, la stratégie de limitation proposée consiste à ajouter les offsets constantes aux composantes dynamiques ( $I_{screfDy}$  et  $I_{batrefDy}$ ) des courants de référence obtenus à partir de l'équation (3.13), comme présenté par l'équation (3.14).

$$\begin{cases} I_{scref} & = I_{screfDy} + I_{scref0} \\ I_{batref} & = I_{batrefDy} + I_{batref0} \end{cases} \quad (3.14)$$

Cela peut permettre de changer la direction des tensions pour les supercondensateurs et les batteries.  $I_{scref0}$  et  $I_{batref0}$  sont des offsets constantes pour les références des courants des supercondensateurs/batteries. Ainsi, les supercondensateurs et les batteries sont toujours dans des conditions de fonctionnement optimales. Cependant, certaines précautions doivent être prises pour choisir les valeurs de  $I_{scref0}$  et  $I_{batref0}$ . En effet, si ces valeurs sont importantes, les tensions des supercondensateurs et des batteries atteindront rapidement les valeurs moyennes et les offsets ( $I_{scref0}$  et  $I_{batref0}$ ) sont immédiatement annulées. Le but n'est pas une charge rapide ou une décharge rapide des supercondensateurs et des batteries, car  $I_{screfDy}$  et  $I_{batrefDy}$  présentent une évolution aléatoire. Une relation proportionnelle existe entre les valeurs des offsets et la capacité nominale des supercondensateurs et des batteries. Pour le calcul du courant de référence des supercondensateurs, l'offset est fixé à 1 % de la capacité nominale des supercondensateurs et celui des batteries est fixé à 2 % de la capacité nominale. Dans le but d'obtenir une erreur statique minimale avec rejet des perturbations, les contrôleurs polynomiaux  $R_{sc,bat}(\tilde{x}^T)$ ,  $T_{sc,bat}(\tilde{x}^T)$  et  $S_{sc,bat}(\tilde{x}^T)$

présentés par l'équation (3.15) ont été choisis pour le contrôle des deux convertisseurs buck-boost. Les paramètres de contrôle des courants des supercondensateurs et des batteries sont calculés à l'aide de l'équation (3.16), où,  $L_{sc,bat}$  présente les inductances de lissage des courants des supercondensateurs et des batteries;  $T_e$  est la période d'échantillonnage  $\omega_{sc}$  et  $\omega_{bat}$  présentent les bandes passantes pour le contrôle des courants des supercondensateurs et des batteries et  $f_d$  présente la fréquence de contrôle des convertisseurs buck-boost [84]. Pour contrôler le courant des supercondensateurs et celui des batteries, on utilise les lois de contrôle des convertisseurs buck-boost présentées par l'équation (3.17). Ces lois de contrôle sont comparées à la forme d'onde triangulaire pour moduler les signaux PWM ( $Q_1$ ,  $Q_2$ ,  $Q_3$  et  $Q_4$ ) pour les deux convertisseurs buck-boost [79]. La boucle de contrôle du courant des supercondensateurs et celle des batteries sont illustrées respectivement sur la Figure. 3.8 et la Figure. 3.9, où la composante haute fréquence  $I_{sc,ref}$  et la composante moyenne fréquence  $I_{bat,ref}$  sont obtenues à partir de l'équation (3.14). Si ces boucles de contrôle sont performantes, la composante basse fréquence du courant de la charge sera assurée par le générateur diesel.

$$\begin{cases} S_{sc,bat}(z^{-1}) = 1 - z^{-1} \\ R_{sc,bat}(z^{-1}) = T_{sc,bat}(z^{-1}) = r_{0sc,bat} + r_{1sc,bat} \cdot z^{-1} \end{cases} \quad (3.15)$$

$$\begin{cases} r_{0sc,bat} = 2 \cdot (1 - \exp(-\omega_{sc,bat} \cdot T_e)) \cdot \frac{L_{sc,bat}}{T_e} \\ r_{1sc,bat} = (\exp(-2 \cdot \omega_{sc,bat} \cdot T_e) - 1) \cdot \frac{L_{sc,bat}}{T_e} \end{cases} \begin{cases} \omega_{sc} \approx 6.283 \cdot f_d \\ \omega_{bat} \approx 0.6283 \cdot f_d \end{cases} \quad (3.16)$$

$$\begin{cases} a_{buck} = \frac{V_{sc,bat} + V_{L_{sc,bat}}}{V_{bus}} \\ a_{boost} = 1 - \frac{V_{sc,bat} - V_{L_{sc,bat}}}{V_{bus}} \end{cases} \quad (3.17)$$

### 3.8. Simulations comportementale du bateau électrique hybride

#### 3.8.1. Conditions de simulations

La stratégie de contrôle de la puissance transitoire est évaluée à travers un système bateau électrique hybride présenté à la Figure. 3.2, où  $I_{cb}$  présente l'exigence de la charge en termes de courant. Ce système multi-source comprend un générateur diesel d'une puissance nominale de 400 kW/50 Hz, un module de supercondensateurs avec une tension maximale de 350 V, un pack de batteries au lithium avec une tension maximale de 280 V, deux convertisseurs bidirectionnels buck-boost et une charge. Cette dernière comprend la demande de puissance des propulseurs

(deux convertisseurs DC/AC avec deux moteurs à aimants permanents) et des appareils embarqués (monte-charge, système de levage de colis, système de chauffage, TV, ordinateur et dispositif électronique de navigation). La stratégie de contrôle du système de propulseurs n'est pas présentée dans cette étude, car la demande de la puissance totale du bateau de transport des marchandises VOKOLI est disponible à partir des données expérimentales mesurées pour des points statiques. La stratégie de la gestion d'énergie est implémentée dans Matlab / Simulink pour les simulations du comportement du bateau électrique hybride en utilisant les paramètres présentés dans le Tableau. 3.5.

Tableau. 3.5: Paramètres utilisés pour la commande du système hybride.

| Paramètres                                                             | Valeurs                                           |
|------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| Capacités de filtrage de la tension du bus continu                     | $C_{bat}=C_{sc}=2 \text{ mF}$ ; $C=30 \text{ mF}$ |
| Inductances côté supercondensateurs et batteries                       | $L_{sc}=L_{bat}=0.18 \text{ mH}$                  |
| $T_b(z^{-1}) = R_b(z^{-1}) = r_{0b} + r_{1b} \cdot z^{-1}$             | $28.58\text{-}26.09 \cdot z^{-1}$                 |
| $T_{bat}(z^{-1}) = R_{bat}(z^{-1}) = r_{0bat} + r_{1bat} \cdot z^{-1}$ | $18.00\text{-}16.00 \cdot z^{-1}$                 |
| $T_{sc}(z^{-1}) = R_{sc}(z^{-1}) = r_{0sc} + r_{1sc} \cdot z^{-1}$     | $74.44\text{-}40.23 \cdot z^{-1}$                 |
| $T_d(z^{-1}) = R_d(z^{-1}) = r_{0d} + r_{1d} \cdot z^{-1}$             | $1909.1\text{-}1832.3 \cdot z^{-1}$               |

### 3.8.2. Résultats de simulations

Pour une application avec un bus continu constant, le comportement de la demande en puissance de la charge peut être représenté par son courant. Pour cette raison, le profil utilisé pour le courant de la charge  $I_{cb}$  obtenu à partir des données statiques de la mesure de la consommation d'énergie pendant un trajet du bateau-fluvial VOKOLI est représenté sur la Figure. 3.10. Ce courant est partagé en composante haute fréquence  $I_{busse}$ , en composante moyenne fréquence  $I_{busbat}$  et en composante basse fréquence  $I_{red}$ . Pour montrer les situations transitoires, une section zoomée de la Figure. 3.10 est présentée sur la Figure. 3.11, où la composante haute fréquence  $I_{busse}$  correspondant au courant de la variation soudaine de la charge est compensée par les supercondensateurs, la composante moyenne fréquence  $I_{busbat}$  est compensée par les batteries, de telle sorte que le générateur diesel assure seulement la composante basse fréquence  $I_{red}$ . La composante haute fréquence du côté du module de supercondensateurs est illustrée à la Figure. 3.12. Cette figure montre que toutes les fluctuations correspondant à la composante haute fréquence sont atténuées par les supercondensateurs. La composante moyenne fréquence du côté du pack de batteries est représentée sur la Figure. 3.13. Ce résultat de contrôle montre que, les variations moins rapides du courant de la charge sont compensées par les batteries lithium - fer - phosphate (LiFePO4).

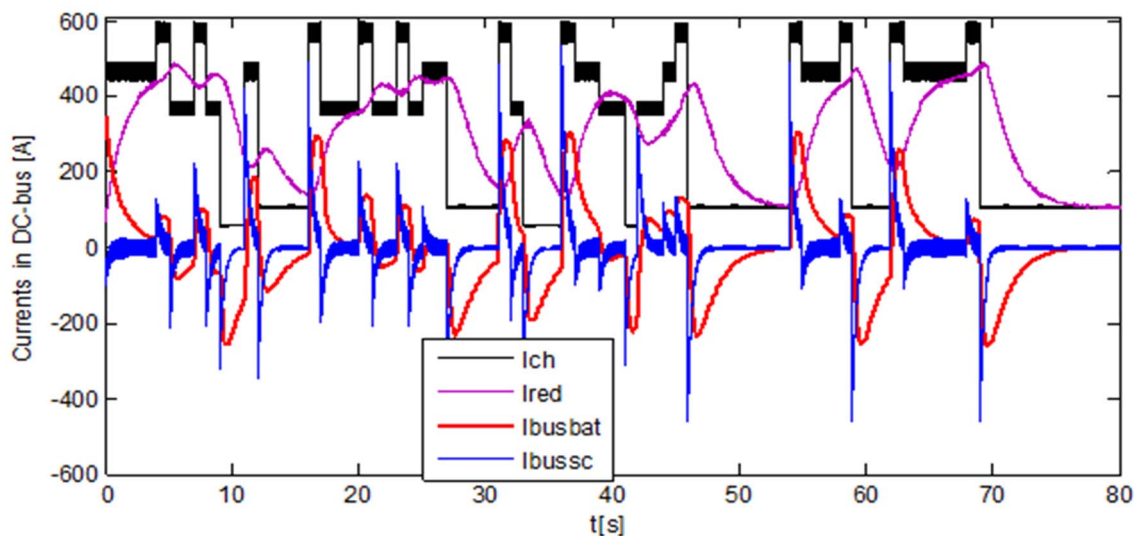


Figure. 3.10: Contribution des sources dans le bus continu.

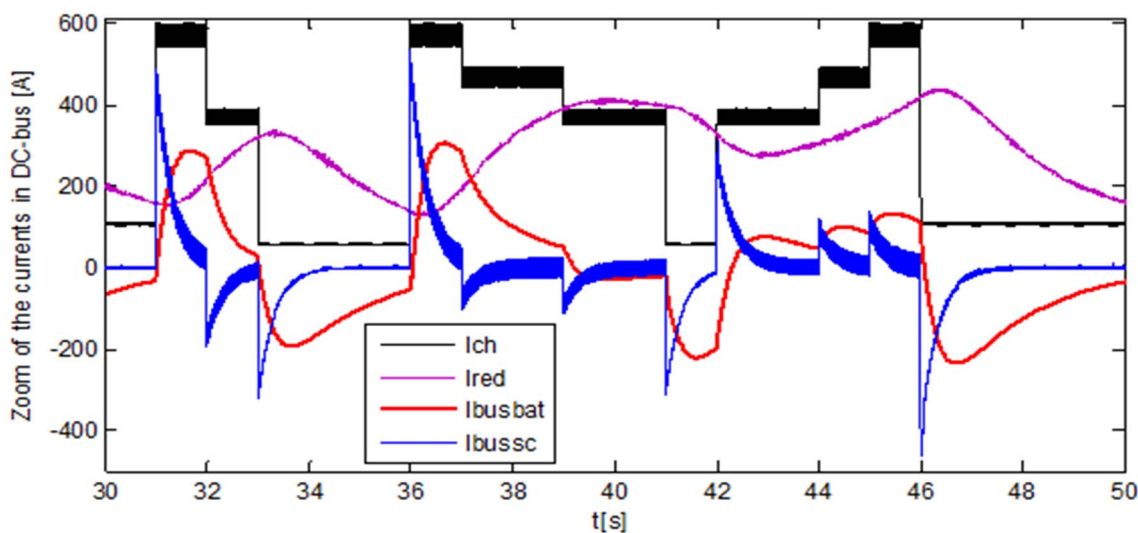


Figure. 3.11: Zoom sur la contribution des sources dans le bus continu.

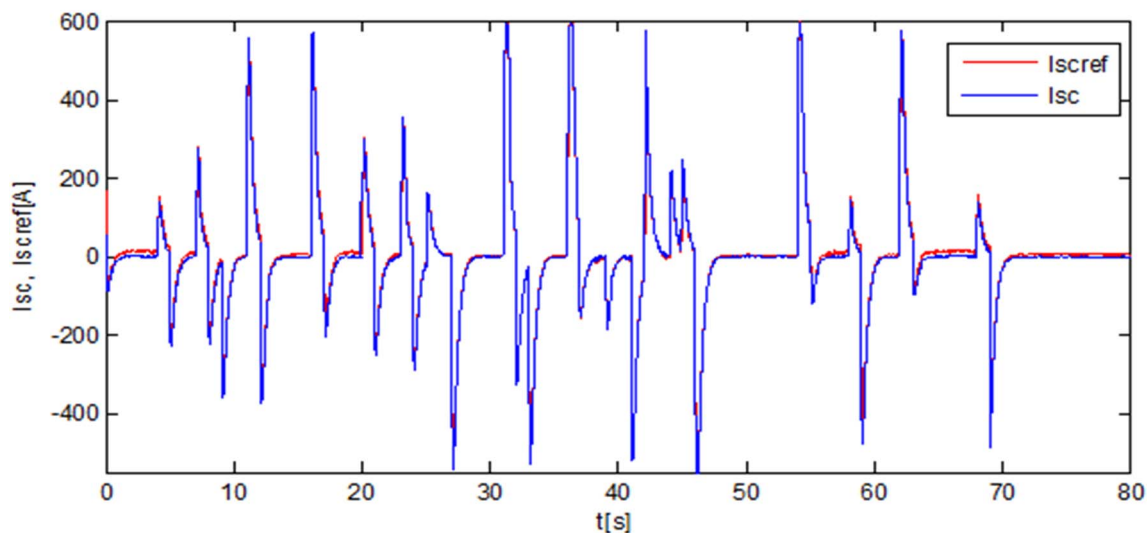


Figure. 3.12: Contribution des supercondensateurs (composante haute fréquence).

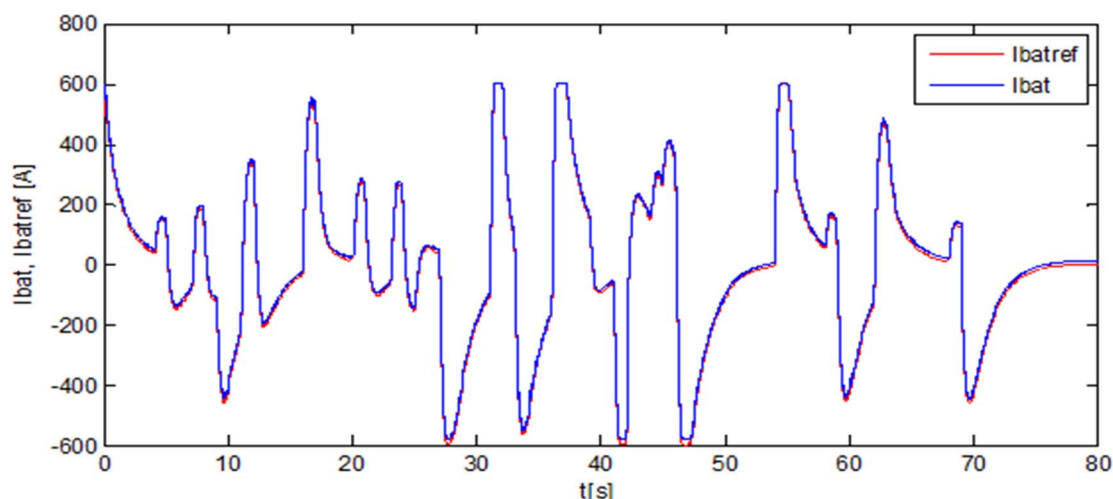


Figure. 3.13: Contribution des batteries (composante moyenne fréquence).

La Figure. 3.12 et Figure. 3.13 montrent que, le courant des supercondensateurs et celui des batteries sont proches de leurs références et les parties importantes des fluctuations du courant de la charge sont atténuées par les supercondensateurs et les batteries. Cette méthode permet de réduire l'impact des fluctuations du courant de la charge sur le moteur diesel. Le résultat du contrôle de la composante basse fréquence assignée au générateur diesel est présenté sur la Figure. 3.14, où la réponse dynamique est adaptée aux performances dynamiques d'un moteur diesel. La tension aux bornes du module de supercondensateurs est représentée sur la Figure. 3.15. Cette dernière montre que, la tension aux bornes du module de supercondensateurs présente deux situations principales. La première est due à l'augmentation du courant de la charge pendant les situations transitoires, où le module de supercondensateurs fournit la composante haute fréquence du courant de la charge qui provoque une décharge rapide du module. La seconde situation correspond à l'augmentation de la tension du module de supercondensateurs due à la partie négative de la composante haute fréquence extraite du courant de la charge. La tension aux bornes du pack de batteries est représentée à la Figure. 3.16. Cette figure montre deux situations. La première est due à l'augmentation du courant de la charge pendant les situations transitoires, où le pack de batteries fournit la composante moyenne fréquence du courant de la charge, ce qui provoque une décharge rapide du module de batteries. La seconde situation correspond à l'augmentation de la tension des batteries due à la partie négative de la composante moyenne fréquence. Pour montrer les performances du contrôle de la tension du bus continu, sa référence est respectivement fixée à 480 V et 800 V comme indiqué sur la Figure. 3.17. Cette figure montre que le contrôle proposé de la tension du bus continu est satisfaisant pour les simulations du comportement du bateau électrique hybride. En d'autres termes, les variations rapides du courant de la charge sont compensées par les

supercondensateurs et les batteries, de sorte que la tension du bus continu n'est pas affectée, car le générateur diesel ne fournit que la composante basse fréquence. Le résultat du contrôle de la vitesse du générateur diesel (GD) est présenté par la Figure. 3.18. Cette figure montre que la stratégie proposée pour le contrôle de la vitesse est satisfaisante, c'est-à-dire que la vitesse contrôlée est proche de sa référence qui varie en fonction de la demande de la charge.

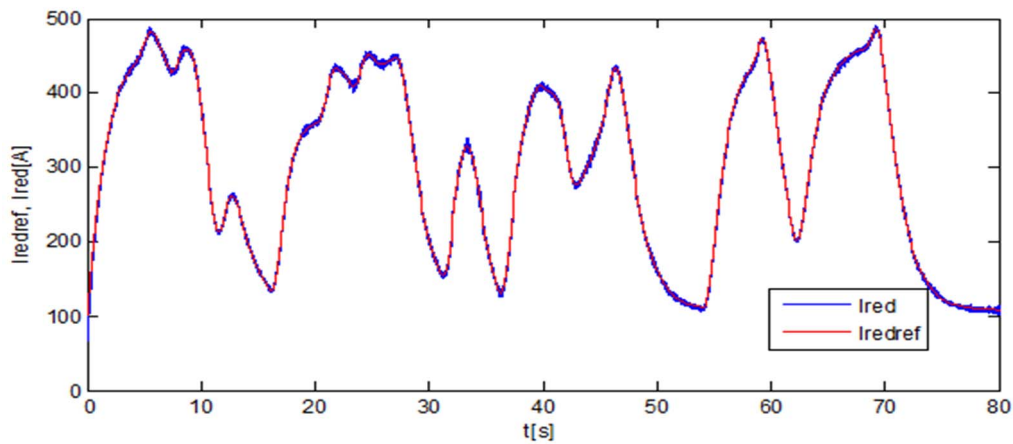


Figure. 3.14: Contribution du générateur diesel correspondant à la composante basse fréquence.

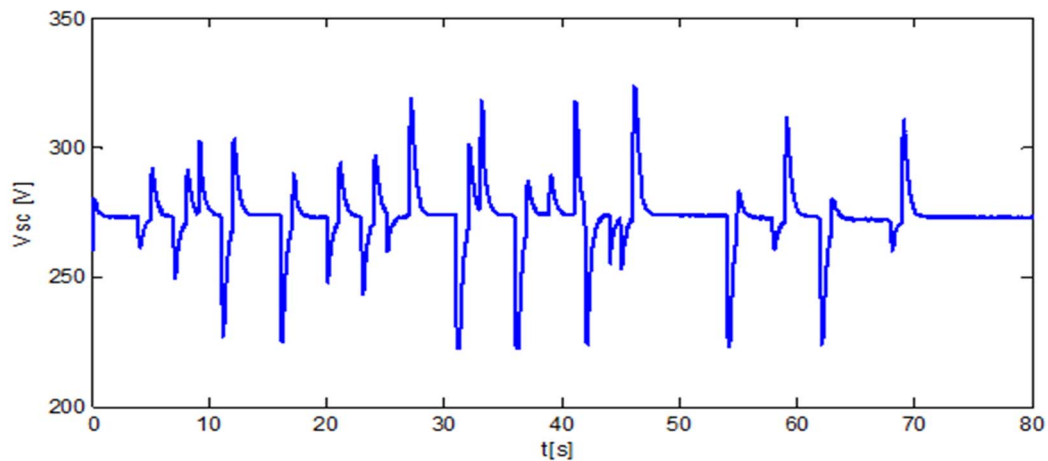


Figure. 3.15: Tension aux bornes du module de supercondensateurs.

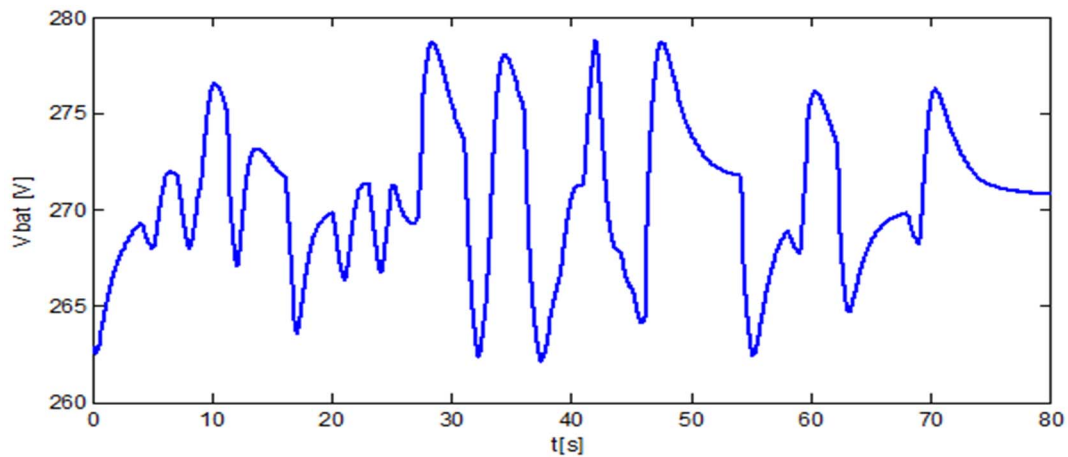


Figure. 3.16: Tension aux bornes du module de batteries.

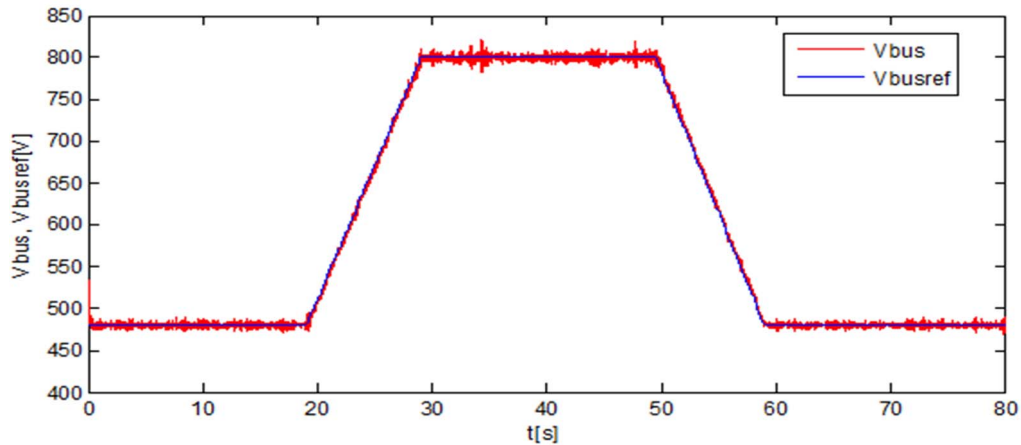


Figure. 3.17: Résultat du contrôle de la tension du bus continu.

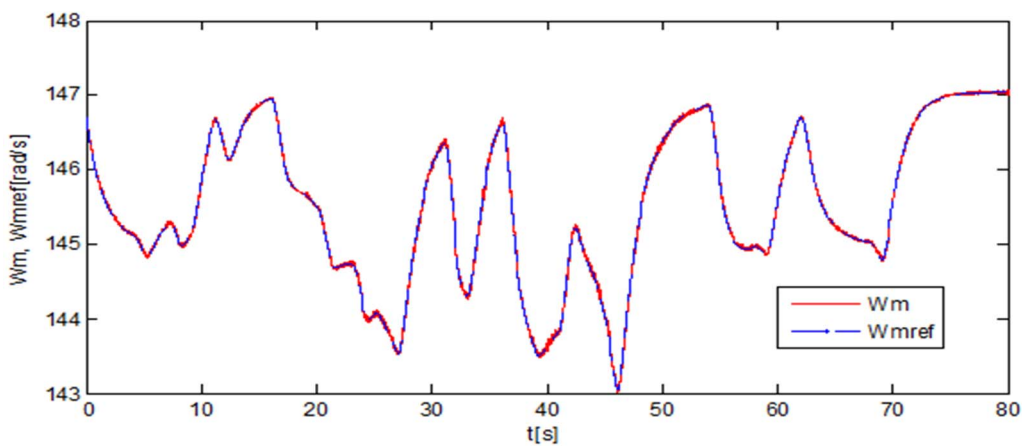


Figure. 3.18: Résultat du contrôle de la vitesse du générateur diesel.

Les résultats de simulations montrent que le contrôle de puissances en utilisant la méthode d'assignation des composantes haute, moyenne et basse fréquence prend en compte les performances dynamiques des sources couplées [84], [85]. Cette méthode permet de réduire l'impact des fluctuations du courant de la charge sur le générateur diesel et de minimiser la taille des supercondensateurs/batteries par rapport aux autres méthodes [80], [86], [87], pour un même profil de la charge.

### 3.9. Validation de la stratégie du contrôle de la puissance

#### 3.9.1. Description du banc d'essais

Un banc d'essai expérimental est réalisé à l'échelle réduite pour valider la stratégie de contrôle de la puissance proposée décrite ci-dessus. Ce banc de tests expérimental du système hybride est montré sur la Figure. 3.19. Une source DC contrôlée par la tension est utilisée pour émuler le comportement du générateur diesel. Une échelle réduite du profil du courant de la charge correspondant à la puissance requise des deux propulseurs et les appareils embarqués dans le bateau électrique hybride est implémentée dans une charge électronique programmable de

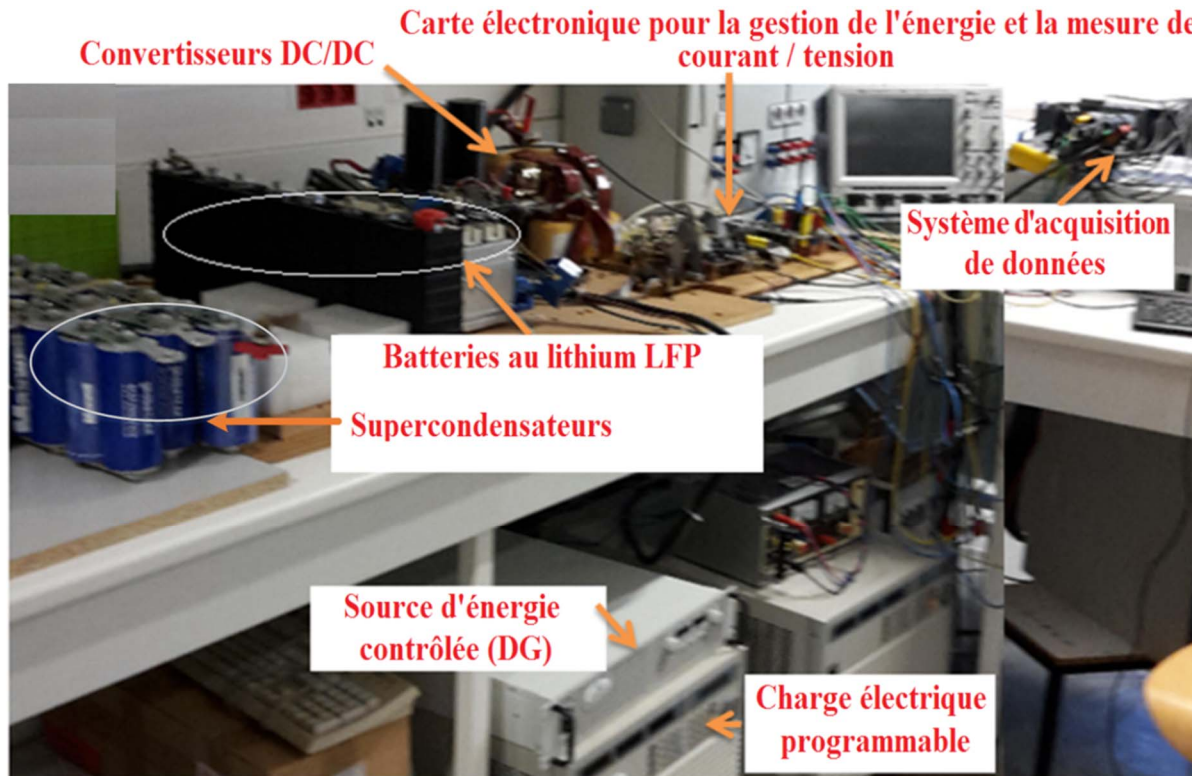


Figure. 3.19: Plateforme expérimentale pour l'émulation comportementale du bateau électrique hybride.

5 kW qui est connectée à un bus continu. Un module de supercondensateurs avec une tension maximale de 16.2 V et 1500 F (sous-module de 6 cellules de 2.7 V / 3000 F en série et 3 sous-modules en parallèle) est connecté au bus continu via un convertisseur bidirectionnel buck-boost utilisé pour le contrôle de la composante haute fréquence. Une batterie au lithium avec une tension nominale de 14 V et 100 Ah est connectée au bus continu via un second convertisseur bidirectionnel buck-boost utilisé pour le contrôle de la composante moyenne fréquence. Un facteur d'échelle de 500 pour la réduction de la puissance de la charge est adopté pour les tests expérimentaux et des simulations. Dans ce cas, l'intensité du courant de la charge  $I_{cb}$  est réduite d'environ 22 fois par rapport à la pleine échelle. Les algorithmes de contrôle proposés sont implémentés dans un microcontrôleur PIC18F4431 assisté par le système de contrôle dspace utilisé pour extraire les composants basses, moyenne et haute fréquence de la charge. Les résultats de simulations et d'expérimentation et leur analyse seront présentés dans la section suivante.

### 3.9.2. Résultats expérimentaux et simulations à l'échelle réduite

Pour valider la stratégie de contrôle de puissance proposée, la référence de la tension du bus continu est fixée à 40 V. La plage de fonctionnement du module de supercondensateurs est comprise entre 16 V et 8 V et celle de la batterie est comprise entre 12 V et 14.8 V. Le courant

mesuré sur la charge est représenté sur la Figure. 3.20, où la courbe expérimentale est très proche de celle des simulations. La Figure. 3.20 présente trois séquences, où la première est l'étape d'accélération qui est caractérisée par l'augmentation du courant de la charge, la deuxième étape est caractérisée par le courant constant de la charge et la troisième est l'étape de décélération, au cours de laquelle le courant de la charge diminue. La Figure. 3.21 montre que, le courant transitoire de la charge  $I_{cb}$  est bien partagé entre les supercondensateurs  $I_{busse}$ , les batteries  $I_{busbat}$  et le générateur diesel  $I_{red}$ . En respectant les caractéristiques dynamiques, la composante haute fréquence est représentée sur la Figure. 3.22. Les courants des supercondensateurs correspondant aux résultats expérimentaux et de simulations sont très proches comme illustré dans la section agrandie de la Figure. 3.23. Ces figures montrent que le courant des supercondensateurs présente des nombreuses fluctuations dues à la compensation de la composante haute fréquence des variations du courant de la charge. En d'autres termes, la décharge/charge des supercondensateurs correspond à la fourniture/l'absorption de la composante haute fréquence à partir de la demande de la charge. La Figure. 3.24 présente la contribution de la batterie au lithium, où le résultat de simulations est proche de celui expérimental. Cette figure montre que, le courant de la batterie présente deux situations : -La première correspond à des opérations d'accélération et de décélération caractérisées par les opérations de décharge/charge de la batterie dues à la fourniture/l'absorption de la composante moyenne fréquence de la charge. - La deuxième situation est due au courant constant de la charge, où le courant de la batterie diminue lentement et il devient nul après un certain temps. La contribution du générateur diesel dans le bus continu est représentée sur la Figure. 3.25, où le résultat de simulations est identique à celui expérimental. Le courant du générateur diesel présente quelques pics dus au changement rapide de la charge et aux opérations de commutation des convertisseurs. Ces variations sont inévitables pour maintenir la tension du bus continu autour de la valeur souhaitée de 40V. La contribution du générateur diesel est toujours positive et identique à la composante basse fréquence du courant de la charge. En d'autres termes, la composante haute fréquence est assurée par les supercondensateurs, la composante moyenne fréquence est compensée par les batteries et la composante basse fréquence est fournie par le générateur diesel. La Figure. 3.26 présente le résultat expérimental de la tension des supercondensateurs comparé à celui de simulations. Ces courbes sont affectées par le courant transitoire des supercondensateurs dues aux opérations d'accélération et de décélération. En d'autres termes, le module de supercondensateurs présente les opérations de charge et de décharge, selon le signe de son courant. La tension aux bornes des supercondensateurs est protégée par l'algorithme de limitation de sa tension, où les tensions minimale et maximale sont

respectivement fixées à 8 V et 16 V. La Figure. 3.27 présente la tension des batteries obtenue avec les tests expérimentaux et de simulations. Cette figure montre que, la tension des batteries diminue pendant les opérations d'accélération et qu'elle augmente pendant les opérations de décélération. La Figure. 3.27 montre que la plage de fonctionnement des batteries (12 V et 14.8 V) est bien respectée en raison des performances de l'algorithme de limitation de sa tension. Le résultat du contrôle de la tension du bus continu est représenté sur la Figure. 3.28, où la courbe expérimentale est très proche de celle de simulations qui suit sa référence fixée à 40 V. En d'autres termes, le contrôle de la tension du bus continu est satisfaisant.

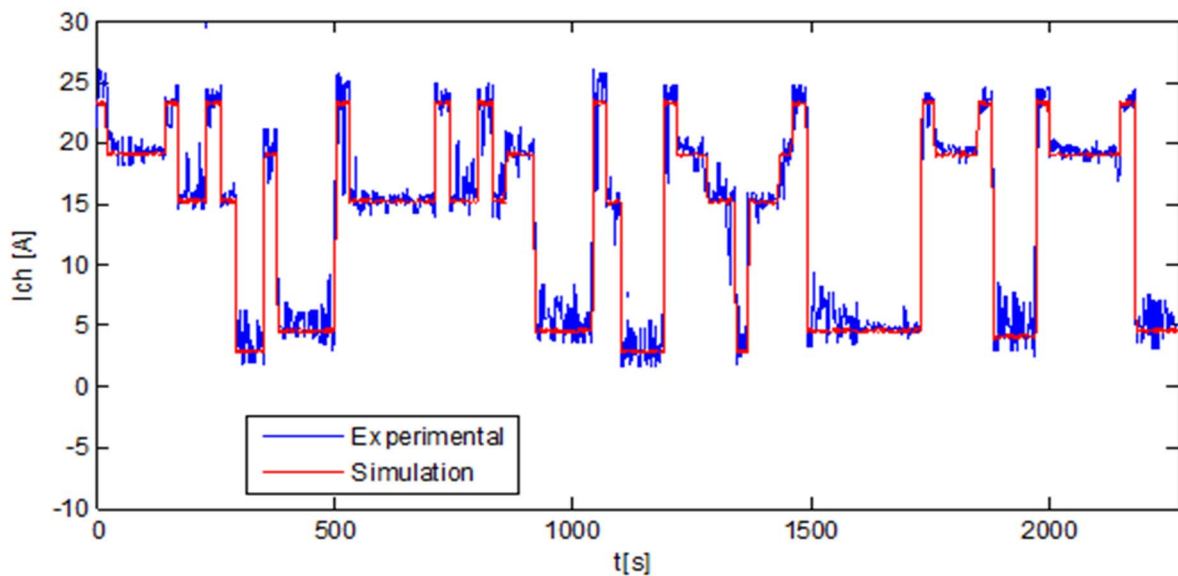


Figure. 3.20: Courant mesuré aux bornes de la charge.

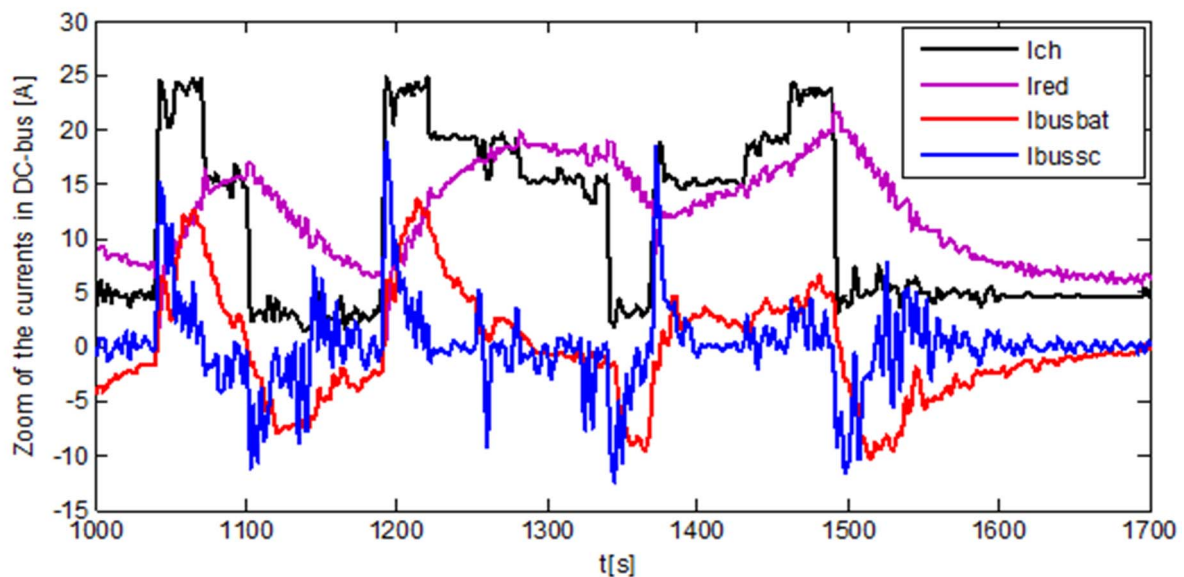


Figure. 3.21: Zoom des courants mesurés sur DC-bus du banc d'essai expérimental.

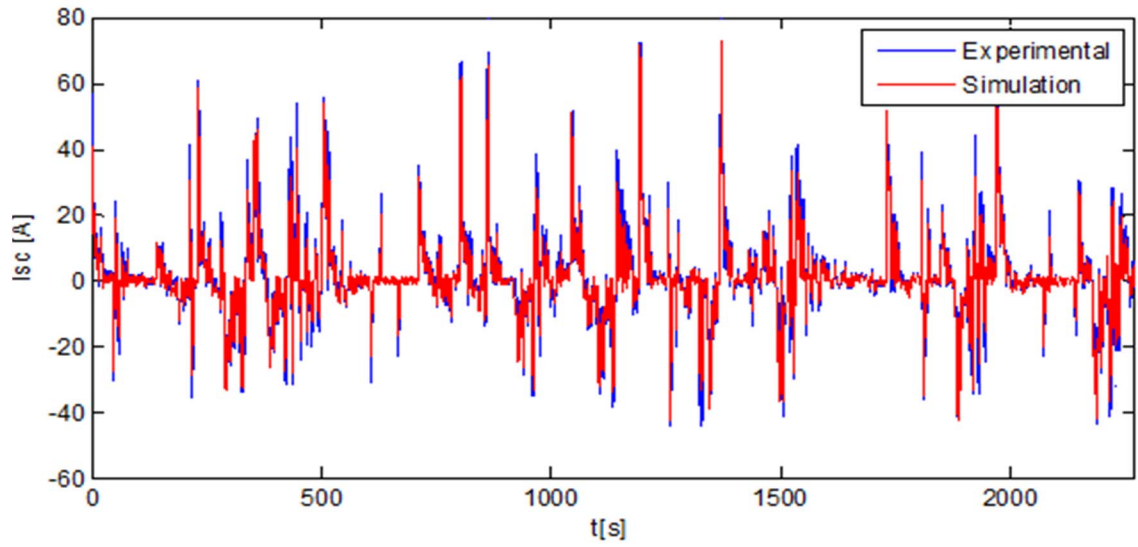


Figure. 3.22: Contribution des supercondensateurs.

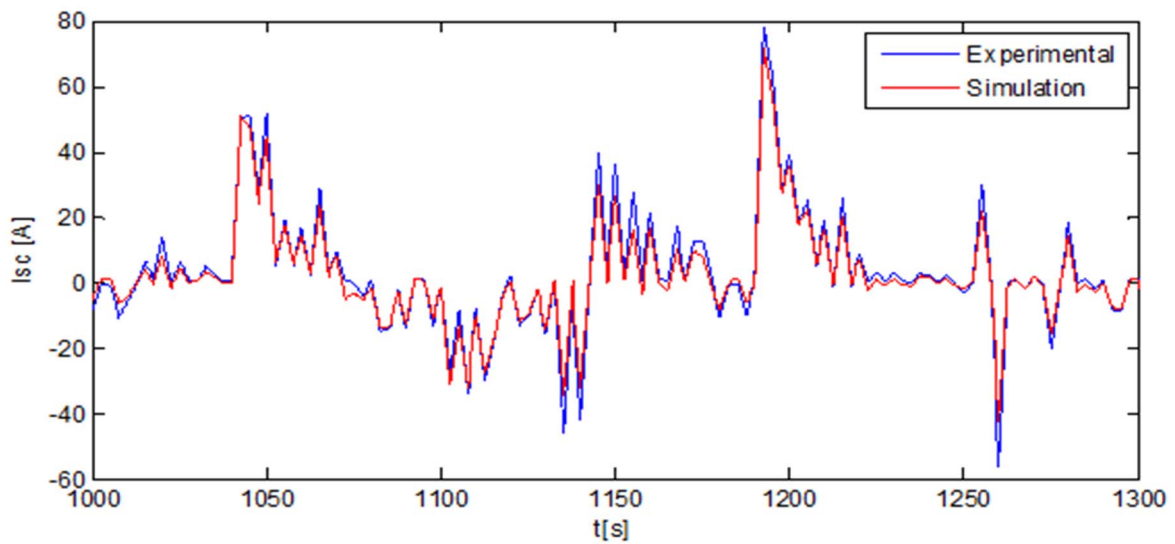


Figure. 3.23: Zoom de la contribution des supercondensateurs.

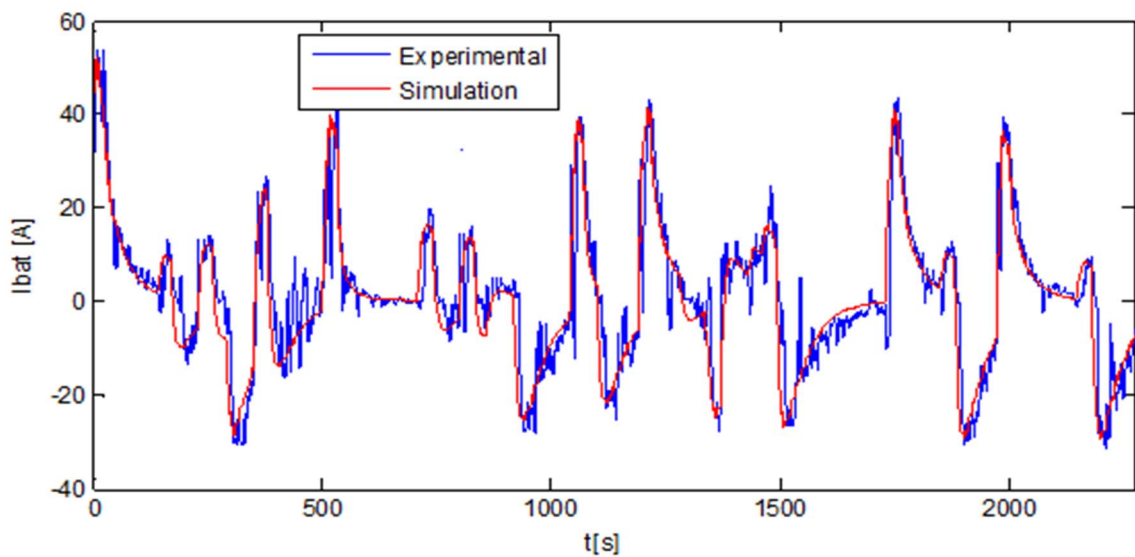


Figure. 3.24: Contribution des batteries au lithium.

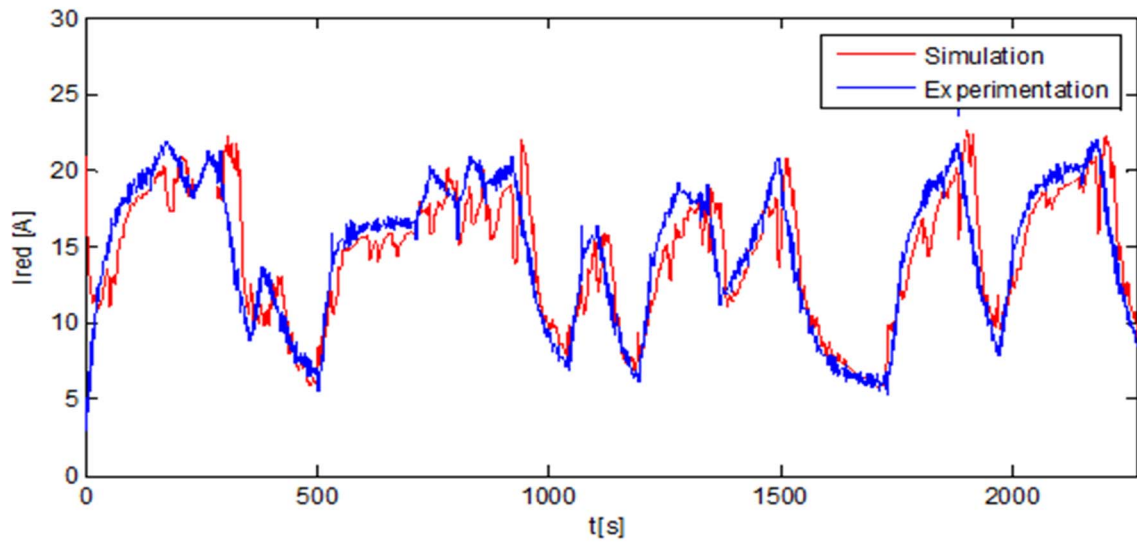


Figure. 3.25: Contribution du générateur diesel dans le bus continu.

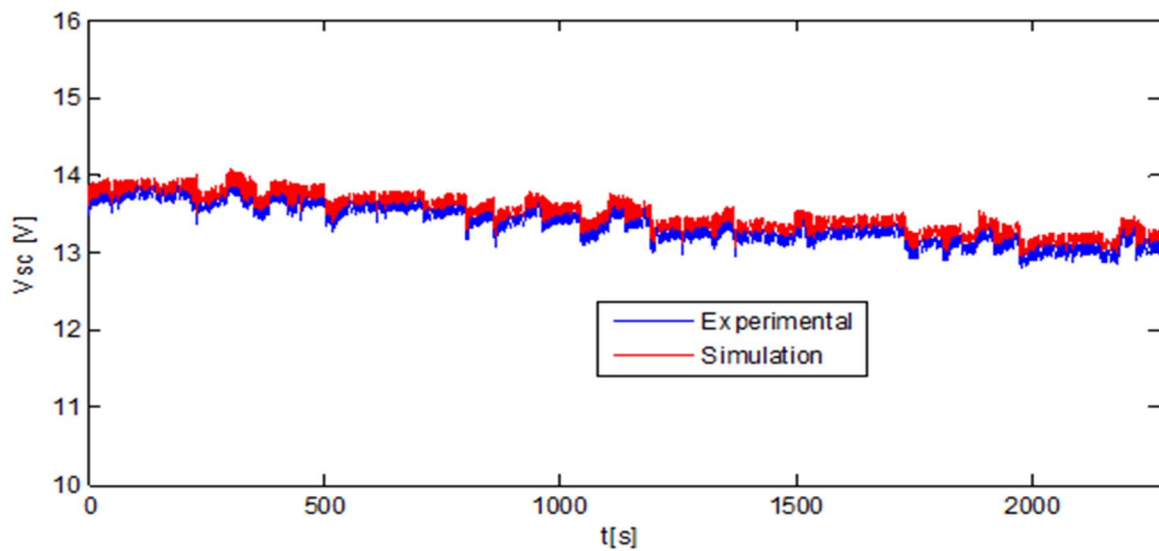


Figure. 3.26: Tension aux bornes du module de supercondensateurs.

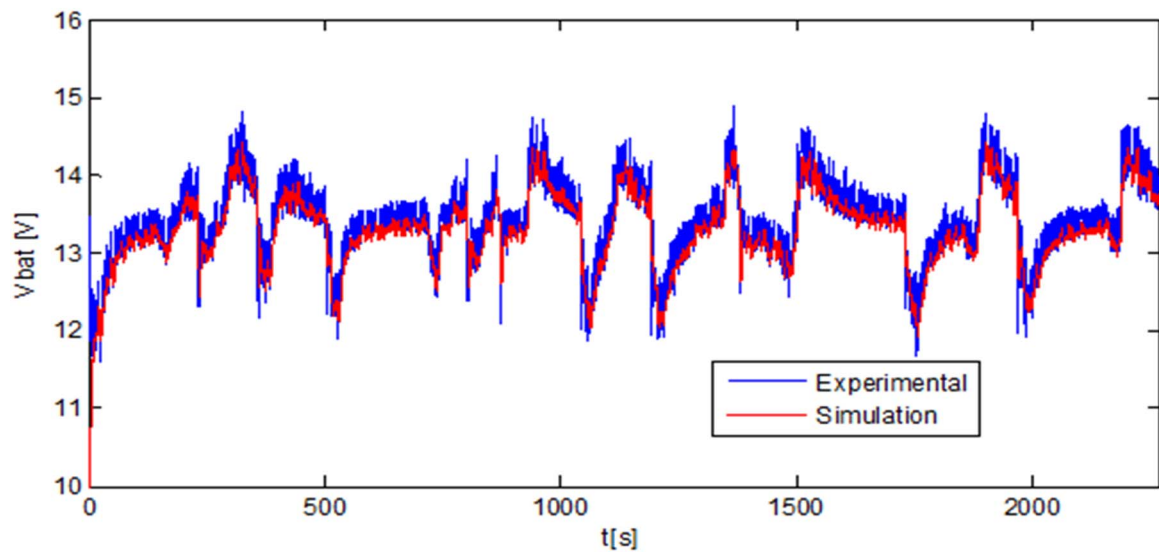


Figure. 3.27: Tension aux bornes du module de batteries au lithium.

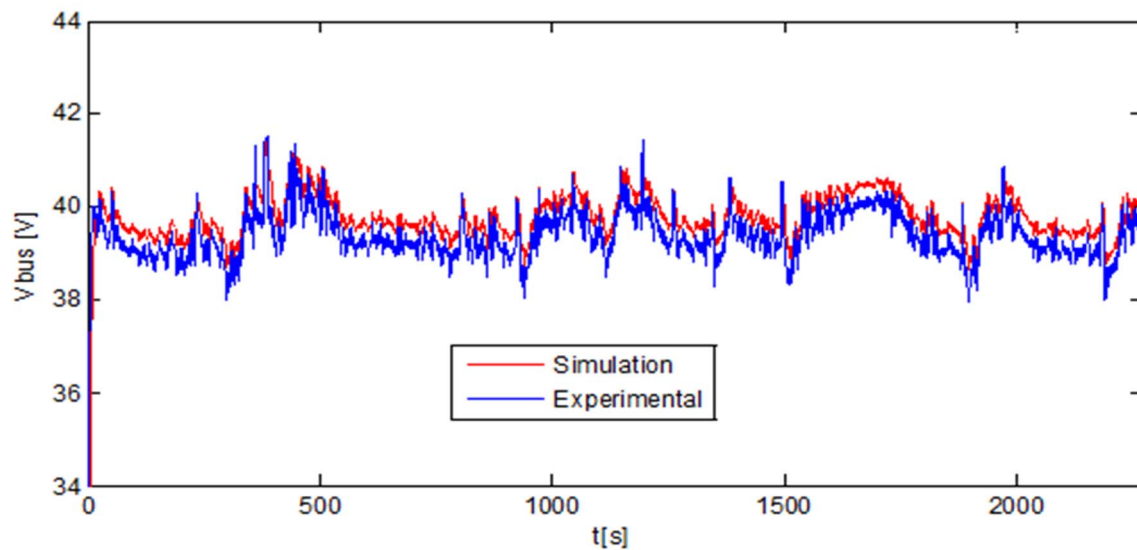


Figure. 3.28: Tension mesurée sur le bus continu.

### 3.10. Conclusions

Ce chapitre présente le contrôle de la puissance transitoire pour une application de bateau électrique hybride en utilisant l'approche de répartition des composantes fréquentielles de la charge. Les modèles des packs de batteries et supercondensateurs, la tension du bus continu et les méthodes de contrôle des courants sont proposés et évalués à travers des simulations du comportement du système hybride. Pour valider l'étude théorique, un banc d'essai expérimental est réalisé à échelle réduite. Les résultats de simulations et d'expérimentation montrent que les méthodes proposées sont intéressantes pour le contrôle de la puissance transitoire, où les sources d'alimentation ne sont pas identiques en termes des performances dynamiques. Le contrôle de la puissance utilisant une approche de distribution des composantes fréquentielles permet de partager les besoins de la charge en composante haute fréquence, composante moyenne fréquence et composante basse fréquence, où la composante haute fréquence est assignée aux supercondensateurs, la composante moyenne fréquence est allouée aux batteries et la composante basse fréquence est fournie par le générateur diesel. La vitesse du générateur diesel est contrôlée pour suivre la référence pour assurer un bon rendement du moteur diesel. Enfin, le contrôle de la puissance en utilisant l'assignation des composantes fréquentielles prend en compte les réponses dynamiques des sources connectées. Cette approche permet de réduire les impacts des variations de la charge sur le générateur diesel sans connaître préalablement le profil du courant de la charge, car la demande énergétique du bateau électrique hybride change fréquemment dans les applications réelles. En plus, le dispositif de stockage d'énergie mix peut être dimensionné à

partir de la composante haute fréquence pour les supercondensateurs et de la composante moyenne fréquence pour les batteries, ce qui permet de réduire la capacité des batteries et des supercondensateurs en taille raisonnable adaptée aux fluctuations de la charge. L'un des désavantages de l'approche fréquentielle est qu'elle est susceptible d'accélérer le vieillissement des unités de stockage à cause des microcycles de charge/décharge. Pour caractériser ce phénomène nous proposons le chapitre suivant pour évaluer l'impact des fluctuations de courant continu et celui de la température sur l'évolution paramétrique des batteries et des supercondensateurs.



---



## **Chapitre 4 : Impacts de la fréquence des ondulations du courant et de la température sur l'évolution paramétrique des supercondensateurs et des batteries**



## 4.1. Introduction

Ce chapitre est consacré à la caractérisation des batteries et des supercondensateurs en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu, du nombre de cycles, de l'état de charge et de la température. La première partie de ce chapitre est consacrée à la présentation de la plateforme de caractérisation des batteries et des supercondensateurs. La charge et la décharge des cellules de batteries et de supercondensateurs sont assurées par un convertisseur bidirectionnel BT2000 combiné à une chambre climatique AR-0220. L'évolution paramétrique des supercondensateurs en fonction du nombre de cycles, de la fréquence d'ondulation du courant continu, de l'état de charge et de la température est présentée dans la deuxième partie de ce chapitre. La dernière partie du chapitre repose sur l'évaluation des impacts de l'amplitude du courant, de la température, du nombre de cycles et de la fréquence des ondulations du courant continu sur les paramètres internes des cellules de batteries lithium - fer - phosphate ( $\text{LiFePO}_4$ ).

## 4.2. Plateforme de caractérisation des batteries et supercondensateurs

Pour prendre en compte la variation des paramètres internes des dispositifs de stockage en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température, nous avons mis en place une plateforme de cyclage et de caractérisation. Autrement dit, le cyclage des batteries et des supercondensateurs sous contraintes thermiques et électriques spécifiques aux applications éoliennes et hydroliennes nécessite un banc de tests qui prend en compte le contrôle des courants et de la température de l'environnement applicatif. La charge et la décharge des batteries/supercondensateurs sont assurées par un convertisseur bidirectionnel BT2000 combiné à une enceinte climatique comme illustré sur la Figure. 4.1. a). Le Principe de mesure des températures, tensions et courants des cellules est illustré par la Figure. 4.1. b). La plateforme expérimentale est pilotée par ordinateur via une carte d'interface RS-232 standard à l'aide du logiciel MITS-Pro. L'identification des paramètres des cellules de batteries et de supercondensateurs à partir des données issues des tests à courant continu nécessite des dispositifs de mesure de précision car les tensions et les impédances des cellules sont faibles. Pour obtenir une bonne précision dans la mesure de la tension et du courant, une bonne connectique des cellules avec des longueurs de câblage raisonnable est nécessaire. Pour minimiser les erreurs dans l'identification des résistances et des capacités, les précautions suivantes sont prises: - La longueur des câbles utilisés pour la mesure des tensions aux bornes des cellules de supercondensateurs et de batteries est inférieure à 1 mètre avec les impédances d'entrée de  $10\text{ G}\Omega$ . - Le courant et la tension des cellules de batteries/supercondensateurs sont mesurés directement sur les bornes positives et négatives via des cartes électroniques adaptées aux applications de basse tension et fort courant

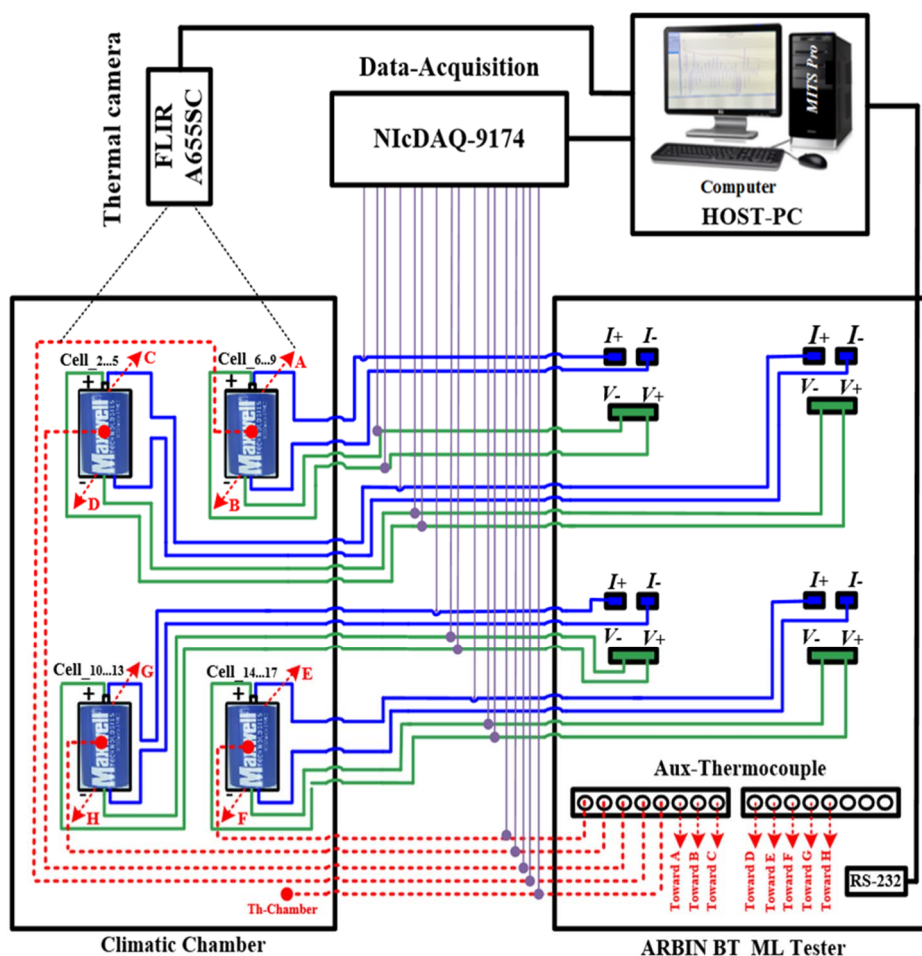
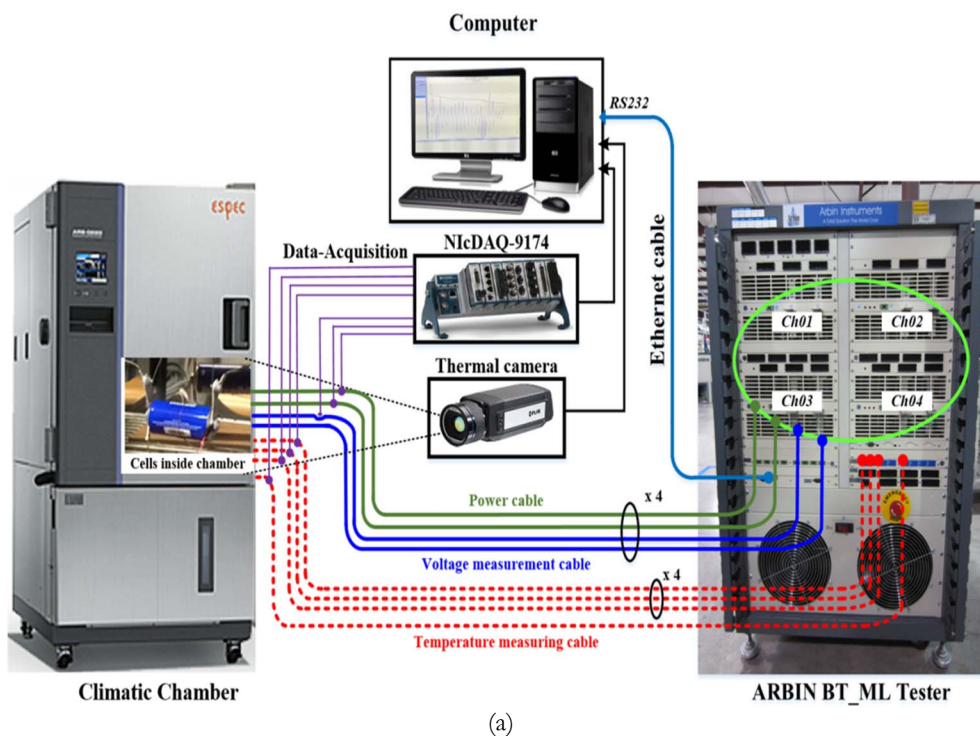


Figure. 4.1: (a) Principe de cyclage et de caractérisation des cellules de supercondensateurs/batteries, (b) Principe de mesure des températures, tensions et courants des quatre cellules.

avec une précision de  $\pm 0.1$  %. - La mesure de la température est effectuée par le banc ARBIN-BT2000 à travers 8 canaux de mesure de température avec une précision de  $\pm 0.1$  %. Les contraintes électriques et thermiques sont imposées à l'aide du banc BT2000 multi-canal associé à une chambre climatique avec une plage de température de -75 à 180 °C. La température interne de la chambre climatique présente une précision de  $\pm 1$  °C par rapport à la référence fixée par l'opérateur. La méthode utilisée consiste à définir la température et la forme d'onde du courant continu dans l'environnement logiciel MITS-Pro de la plateforme expérimentale pour charger et décharger les cellules de batteries/supercondensateurs à travers les quatre canaux du banc BT2000. Les données mesurées (courant, tension, température et temps) sur les cellules batteries et supercondensateurs sont sauvegardées dans l'ordinateur pendant les opérations en temps réel.

### 4.3. Bref descriptif des fonctionnalités de la chambre climatique

Pour imposer les contraintes thermiques aux cellules sous tests électriques (cyclage) une chambre climatique ARS-0220 a été utilisée pour contrôler la température de l'environnement des cellules. Le système "BTHC" assure l'équilibre de la température et l'humidité à l'intérieur de la chambre pour reproduire l'état souhaité. Ceci est fait en contrôlant en continu et en temps réel la capacité d'un refroidisseur de charge thermique élevée, d'un réchauffeur d'humidification à faible charge thermique et d'un réchauffeur. Pour minimiser la charge thermique des échantillons, la capacité du réfrigérateur est mise à jour en continu. Pour synchroniser l'action de l'enceinte climatique avec celle du banc de cyclage des batteries/supercondensateurs de la Figure. 4.1. a), le système global est contrôlé par le logiciel MITS-Pro. Le principe du système de contrôle pour équilibrer la température et l'humidité de la chambre climatique "BTHC" est présenté à la Figure. 4.2. L'instrumentation de la chambre climatique ARS-0220 offre deux modes de tests qui sont: le mode à température constante et le mode dynamique programmable pour les applications à température variable. Le premier mode maintient la température de l'enceinte constante autour de la consigne définie par l'utilisateur. Un exemple de profil correspondant au mode température constante (par exemple 30 °C) est présenté sur la Figure. 4.3. Le mode dynamique permet le changement de la température de la chambre climatique en fonction du programme prédéfini par l'utilisateur. De plus, les réglages peuvent être maintenus tout au long d'une étape ou modifiés selon le besoin. Le programme de changement de la température est développé via le logiciel MITS-Pro. La Figure. 4.4, nous montre un exemple de profil du mode programmable. Le Tableau. 4.1 présente les performances de la chambre climatique ARS-0220.

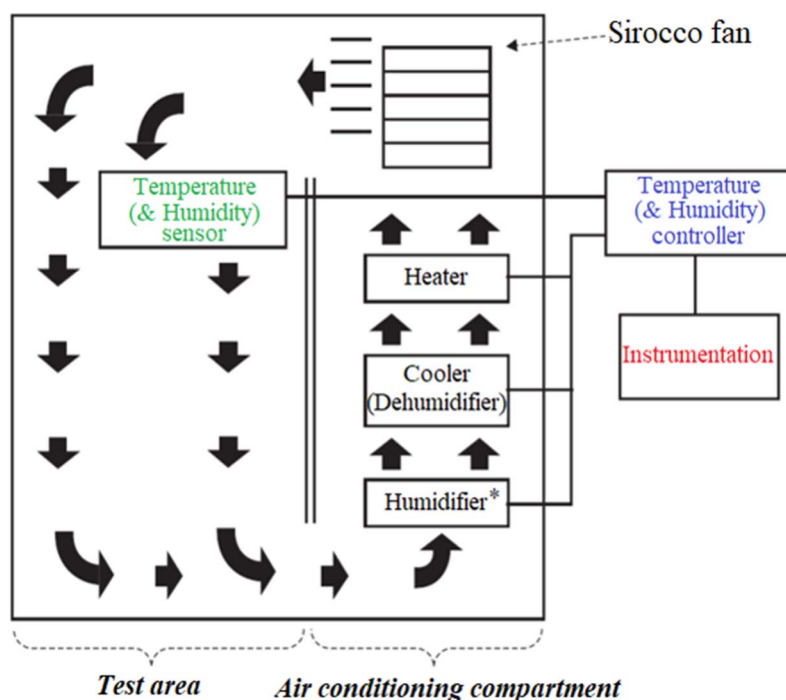


Figure. 4.2: Principe de contrôle du système "BTHC".

Tableau. 4.1: Performances de la chambre climatique ARS-0220.

| Noms                                                                  | Valeurs                                                                                                                                                                                |
|-----------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Alimentation                                                          | AC 380 V 3 ø 4 W 50 Hz<br>AC 400 V 3 ø 4 W 50 Hz<br>AC 220 V 38 A                                                                                                                      |
| Courant maximum (A)                                                   | AC 380 V 24 A<br>AC 400 V 23 A                                                                                                                                                         |
| Système de contrôle d'humidité de la température                      | Système équilibré de contrôle de la Température et de l'humidité (BTHC)                                                                                                                |
| Température ambiante admissible et plage d'humidité                   | 0 °C à +40 °C/75 % rh                                                                                                                                                                  |
| Plage de contrôle de la température / humidité                        | -75 à +180 °C/ 10 à 98 %                                                                                                                                                               |
| Fluctuation de la température                                         | ±0.3 K                                                                                                                                                                                 |
| Gradient de la température                                            | 3 K                                                                                                                                                                                    |
| Taux de changement de la température, taux de réchauffement (moyenne) | 5.2 K/min                                                                                                                                                                              |
| Taux de changement de la température, taux de réduction (moyenne)     | 5.2 K/min pour une température ambiante de +25 °C<br>4.2 K/min pour un changement du taux de variation de la température (taux de réduction) par changement de la température ambiante |
| Temps de chauffage jusqu'à la température la plus élevée possible     | De +20 °C à 180 °C sur 35 min                                                                                                                                                          |
| Temps de descente jusqu'à la température la plus basse possible       | De +20 °C à -75 °C sur 40 min                                                                                                                                                          |

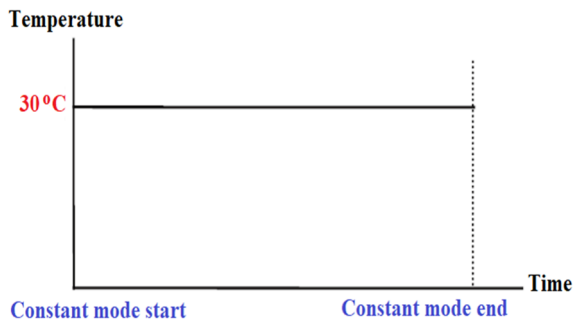


Figure. 4.3: Profil du mode température constante.

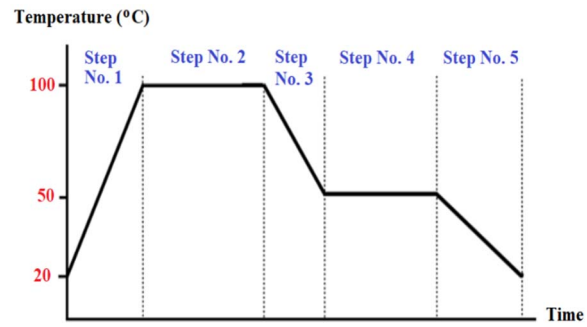


Figure. 4.4: Profil du mode dynamique programmable.

#### 4.4. Descriptif des fonctionnalités du banc de cyclage des batteries et des supercondensateurs BT2000

Le système BT2000 comprend 4 canaux de circuits de puissance de charge-décharge et de mesures. Les connecteurs des canaux sont fournis pour la connexion des canaux aux bornes des cellules de batteries/supercondensateurs. Chaque unité dispose un microcontrôleur (MC) pour contrôler les canaux associés. Dans une unité, une carte de bus commune à l'arrière du module fournit une communication parallèle entre la carte de contrôleur et les cartes des canaux. Ce contrôle distribué de la structure modulaire, ordinateur de contrôle et microcontrôleur (PC-MC) assure une bonne performance du système. Le schéma fonctionnel du système BT2000 est illustré par la Figure. 4.5. Il fournit plusieurs modes de contrôle de base, tels que le courant de charge-décharge, de la tension, de la puissance et des profils spécifiques du courant quelconque. Pour le BT2000, une possibilité de contrôle du courant avec mesures de tension et courant est disponible pour chaque canal. Le système BT2000 est composé des modules conçus spécifiquement pour la recherche et le développement des dispositifs de stockage d'énergie électrochimique et électrostatique. Le schéma de contrôle de BT2000 est présenté par la Figure. 4.6.

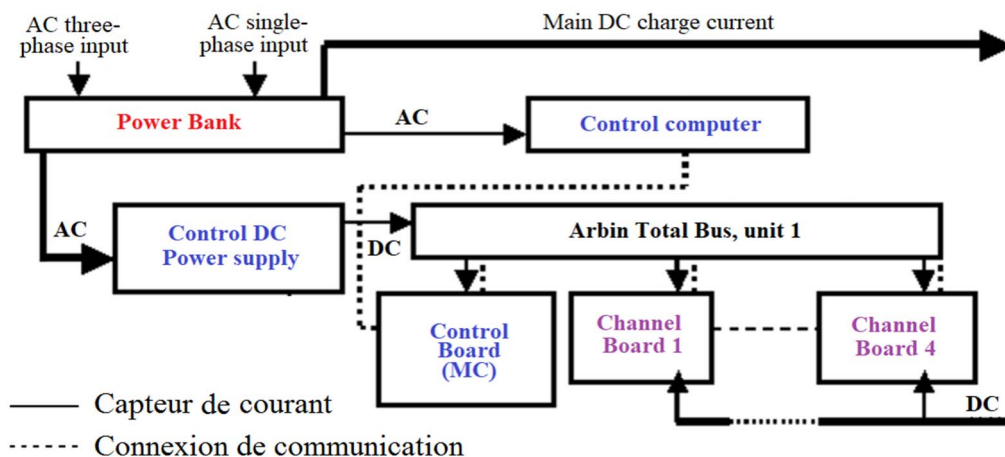


Figure. 4.5: Schéma fonctionnel du système BT2000.

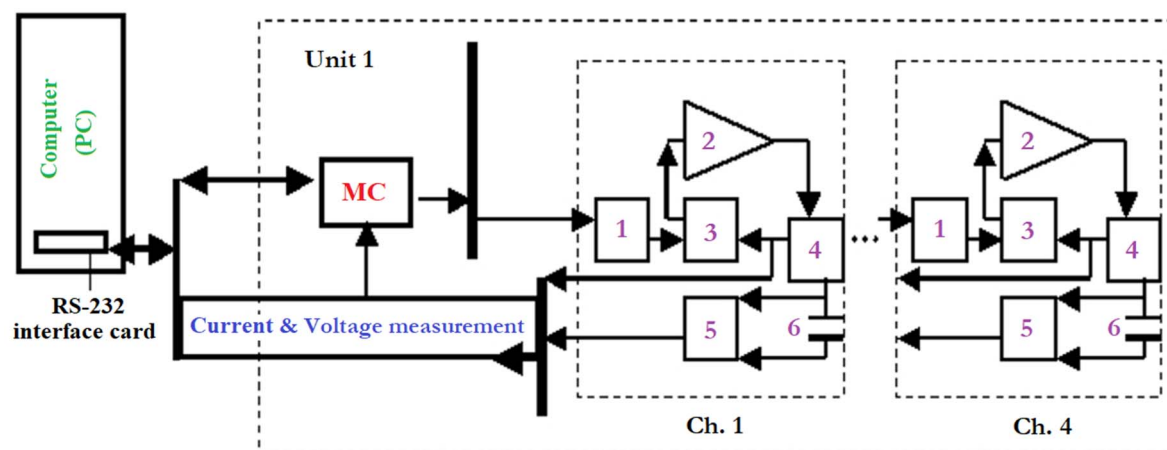


Figure. 4.6: Schéma de contrôle du système BT2000, où 1-Signal de contrôle, 2-Régulateur de puissance, 3-Circuit de contrôle, 4-Capteur de courant, 5-Capteur de tension, 6-Batteries/Supercondensateurs.

Le système BT2000 mis en place pour notre étude est de type B contient une seule unité, contenant 4 canaux BT2000 à des plages de tension et du courant spécifiées. Ce système contient un seul module avec 4 canaux contrôlés par un ordinateur à l'aide du logiciel MITS-Pro. Le nombre total des batteries/supercondensateurs à tester à la fois est de 4. Le système est conçu pour fournir une tension de charge entre des valeurs maximum et minimum spécifiées. Ce système permet également d'évaluer la qualité des batteries/supercondensateurs. Les Tableaux.4.2 et 4.3 présentent les performances du système BT2000 et les spécifications du logiciel MITS-Pro respectivement.

Tableau. 4.2: Caractéristiques et performances du système BT2000.

| Noms                                  | Valeurs                                                                     |
|---------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| Nombre des canaux                     | 4                                                                           |
| Courant maximal de charge/décharge    | 52 A                                                                        |
| Tension maximale                      | 25 V                                                                        |
| Impédance d'entrée                    | 0-10 V Canal 10 GΩ<br>> 10 V Canal 10 MΩ                                    |
| Taux d'échantillonnage                | 1 s par balayage                                                            |
| Temps de montée                       | 300 μs                                                                      |
| Données fournies                      | $I_{is}$ , $I_{bat}$ , $V_{is}$ , $V_{bat}$ , $C_{is}$ , $Q_{cell}$ , temps |
| Vitesse de contrôle                   | < 2 s pour chaque cellule                                                   |
| Précisions des sorties                | 0.1 % de la gamme complète                                                  |
| Résolutions des sorties               | 0.05 % de la gamme complète                                                 |
| Précision de mesure de la tension     | 0.1 % de la gamme complète                                                  |
| Précision de mesure du courant        | 0.1 % de la gamme complète                                                  |
| Résolution de mesure                  | 0.006 % de la gamme complète                                                |
| Ondulation du signal                  | <0.05 % de la gamme complète                                                |
| Interface                             | Carte d'interface RS232                                                     |
| Environnement de travail              | 10 °C to 35 °C                                                              |
| Chaleur dissipée dans l'environnement | 500 W max par unité                                                         |
| Consommation d'énergie                | 500 W max par unité                                                         |
| Temps d'enregistrement des données    | 10 ms max par point                                                         |

Tableau. 4.3: Spécifications du logiciel MITS-Pro.

| Noms                      | Valeurs                                                        |
|---------------------------|----------------------------------------------------------------|
| Précision                 | 0.1 % de la gamme complète                                     |
| Répétabilité              | 0.02 % de la gamme complète                                    |
| Résolution                | 0.0061 % de la gamme complète                                  |
| Plage de température      | 0° à 40°C                                                      |
| Impédance d'entrée        | 10 GΩ pour $-12 < V < 12$<br>300 kΩ pour $V > 12$ et $V < -12$ |
| Bande passante            | 20 kHz                                                         |
| Impulsion à haute vitesse | Largeur minimum 0.5ms                                          |

#### 4.5. Programme type pour le cyclage des batteries/supercondensateurs

Comme le BT2000 fournit plusieurs modes de contrôle de base, pour cet exemple les deux grandeurs contrôlées sont le courant fluctuant (500 mHz) et la température (50 °C). L'algorithme de contrôle de ces deux grandeurs est réalisé à l'aide du logiciel MITS-Pro. Ce programme contient trois parties :

- **Partie.1 (Global) :** Pour la sécurité et la limitation du courant ou/et la tension de la cellule. Cette partie est indispensable pour ne pas endommager les cellules de batteries/supercondensateurs. Pour cet exemple nous avons limité la tension de la cellule de batteries entre 0 et 3.8 V.
- **Partie.2 (Test settings) :** Cette partie sert à programmer la température de l'environnement (enceinte climatique) des batteries/supercondensateurs. Ce programme est récupéré par le programme principal pour contrôler la température de la chambre climatique.
- **Partie.3 (Step/Limit) :** C'est le programme principal qui sert à déterminer les scénarios et les conditions de charge/décharge des batteries/supercondensateurs. Pour le cyclage, la Figure. 4.7 présente un exemple de programme et scénarios pour charger et décharger une cellule de batteries à courant fluctuant de valeur moyenne  $\pm 80$  A et une température appliquée de 50 °C pendant toute la période du cyclage (ici 100 cycles). Pour l'acquisition des données le pas d'échantillonnage est fixé à 1 s pour le temps et 0.05 V pour la tension. Ce programme se compose de plusieurs étapes.
  - ✓ **Étape A :** Présente la phase de repos (circuit ouvert  $I=0$ ) qui dure 10 secondes avec enregistrement du temps, de la tension de la cellule et le courant correspondant.
  - ✓ **Étape B :** Elle permet de charger la cellule jusqu'à la tension maximal fixée (ici 3.8 V) à l'aide d'un profil du courant défini préalable dans un fichier de format "nom-fichier .txt ", avec enregistrement du temps, de la tension de la cellule et le courant correspondant.

- ✓ **Étape C** : Elle permet de décharger la cellule jusqu'à la tension minimal fixée (ici 2.8 V) à l'aide d'un profil du courant défini préalablement dans un fichier de format "nom-fichier .txt ", avec enregistrement du temps, de la tension de la cellule et le courant correspondant.
- ✓ **Étape D** : Elle permet de retourner à l'étape B pour commencer un nouveau cycle avec déclenchement du compteur d'incrémentation de nombre de cycles. Le système s'arrête quand le nombre de cycles atteigne 100. Après 100 cycles à une température de l'environnement de la chambre climatique (ici 50 °C), la cellule de batteries est soumise à un test de caractérisation pour évaluer l'impact de cyclages sur la résistance et la capacité de la cellule.

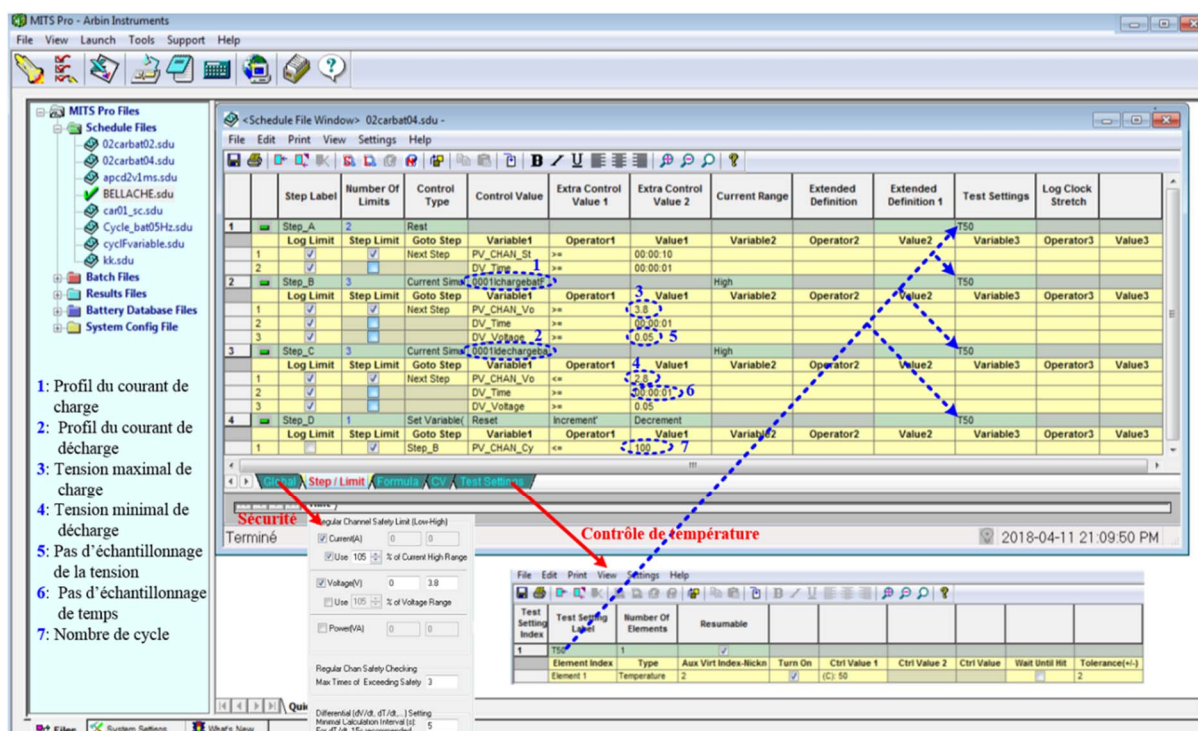


Figure. 4.7: Programme de cyclages d'une cellule de batteries avec profil du courant fluctuant et à 50°C.

#### 4.6. Programme type pour la caractérisation des batteries/supercondensateurs

Ce programme comprend trois parties, la première et la deuxième sont identique à celle du programme de cyclages présenté à la Figure. 4.7. Seul le profil du courant utilisé dans la troisième partie (Step/Limit) du programme principal qui doit être remplacé par un courant constant afin de simplifier la méthode d'identification des paramètres. Pour la caractérisation, la Figure. 4.8 nous montre le programme proposé pour charger et décharger la cellule à courant constant ( $\pm 80$  A) et à la température de 50 °C. Pour l'acquisition des données le pas d'échantillonnage est fixé à 1 ms en termes de temps. Le programme comprend plusieurs étapes.

- ✓ **Étape A** : Correspond à la phase de repos (circuit ouvert  $I=0$ ) qui dure 2 secondes avec enregistrement du temps, de la tension de la cellule et le courant correspondant.
- ✓ **Étape B** : Elle permet de charger la cellule jusqu'à la tension maximal fixée (ici 3.2 V) à l'aide d'un courant constant, avec enregistrement du temps, de la tension de la cellule et le courant correspondant.
- ✓ **Étape C** : Présente la phase de repos (circuit ouvert  $I=0$ ) qui dure 1 heure avec enregistrement du temps, de la tension de la cellule et le courant correspondant.
- ✓ **Étape D** : Elle permet de décharger la cellule jusqu'à la tension minimal fixée (ici 2.8 V) à l'aide d'un courant constant, avec enregistrement du temps, de la tension de la cellule et le courant correspondant.
- ✓ **Étape E** : Elle est identique à l'Étape C.
- ✓ **Étape F** : Elle permet de retourner à l'étape B pour commencer un nouveau cycle avec déclenchement du compteur d'incréméntation de nombre de cycles. Le système s'arrête quand le nombre de cycles atteigne 3. Après 3 cycles, les résistances et capacités des cellules sont identifiées en utilisant les équations (2.10) et (2.11) du deuxième chapitre (section 2.5, sous-section 2.5.2). Les valeurs des résistances et les capacités estimées sont données par le Tableau. 4.4.

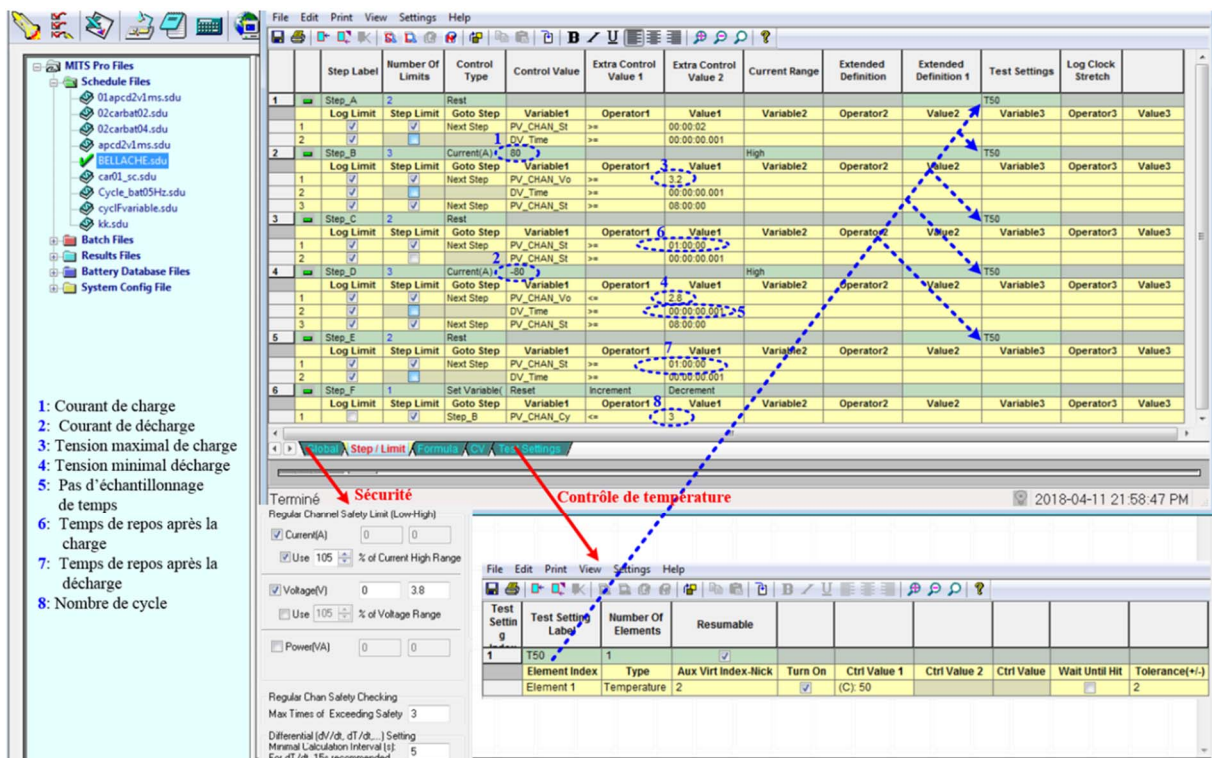


Figure. 4.8: Programme type de caractérisation d'une cellule de batteries à courant constant et température de 50°C.

Tableau. 4.4: Paramètres d'une cellule de batteries LFP après 100 cycles.

| Noms                                   | Parametres                   | Valeurs   |
|----------------------------------------|------------------------------|-----------|
| Plage de fonctionnement de la batterie | $V_{BATMIN} \sim V_{BATMAX}$ | 2.8~3.8 V |
| Résistance de la batterie en charge    | $ESR_{bat\_ch}$              | 2.34 mΩ   |
| Résistance de la batterie en décharge  | $ESR_{bat\_di}$              | 2.23 mΩ   |
| Capacité de la batterie en charge      | $Q_{cell\_ch}$               | 88.46 Ah  |
| Capacité de la batterie en décharge    | $Q_{cell\_db}$               | 88.36 Ah  |

#### 4.7. Evolution des paramètres des supercondensateurs

L'intérêt de cette étude est d'évaluer les variations des résistances/capacités des supercondensateurs en fonction des contraintes électriques ou thermiques. Cette étude permettra d'établir des modèles de référence d'évolution des paramètres à température ambiante et à température variable avec prise en compte de la dépendance d'une seule contrainte (comme le nombre de cycles, la fréquence des ondulations du courant continu, l'état de charge et la température) pour faciliter la compréhension et l'analyse des résultats qui seront obtenus avec des tests électrothermiques dans chapitre suivant. Pour cette étude, les essais de cyclages sont effectués en utilisant une chambre climatique à température contrôlée associée à un banc de cyclage de supercondensateurs à 4 canaux présenté à la Figure. 4.1. a). Les cyclages sont effectués entre la tension maximale de 2.7 V et la tension minimale de 0.6 V pour chaque cellule de supercondensateurs. Aucun repos n'est autorisé entre chaque cycle de charge/décharge. Quatre nouvelles cellules de supercondensateurs ont été testées dans les mêmes conditions pour chaque essai, et les valeurs moyennes des résistances et capacités sont calculées à partir des données extraites sur les quatre échantillons. Les détails de principe sont donnés par la Figure. 4.1. b). Les conditions de test de cyclage et de caractérisation sont identiques aux conditions décrites dans la section 4.2 (chapitre 4). Les résistances/capacités des cellules de supercondensateurs sont identifiées en utilisant la méthode de caractérisation temporelle décrite dans le deuxième chapitre (section 2.5, sous-section 2.5.1), équations (2.2) et (2.3). Les opérations de charge/décharge des supercondensateurs sont réalisées pour 14000 cycles pour chaque cellule afin de caractériser l'évolution des résistances/capacités des cellules en fonction du nombre de cycles de charge/décharge, de la fréquence des ondulations du courant continu, de l'état de charge et de la température de fonctionnement des cellules de supercondensateurs [88], [89], [90].

##### 4.7.1. Variations des résistances et capacités des supercondensateurs en fonction du nombre des cycles

Pour évaluer l'impact du nombre des cycles, les opérations de charge/décharge des cellules de supercondensateurs reposent sur une forme d'onde du courant continu constante présentée sur la Figure. 4.9. Les données présentées dans ce document sont obtenues à partir des

tests expérimentaux sans extrapolation. La procédure des tests consiste à caractériser quatre nouvelles cellules de supercondensateurs avant les opérations de cyclages, afin d'identifier les valeurs initiales des résistances/capacités des cellules ( $ESR_0$ ,  $C_0$ ). Après cette phase initiale de caractérisation des supercondensateurs, les quatre cellules sont soumises à des essais de cyclages périodiques de 2000 cycles alternés avec des phases d'identification des résistances/capacités des cellules, comme illustré sur la Figure. 4.10. En d'autres termes, les résistances et capacités des cellules sont identifiées après 2000 cycles, soit 14000 cycles par cellule, ce qui semble suffisant pour obtenir une évolution des résistances et capacités des cellules. Cet ordre de grandeur de nombre de cycles est confirmé par d'autres travaux [91]. En d'autres termes, à partir de 8000 cycles, les résistances et les capacités des cellules de BOOSTCAP-3000 F sont dans la zone linéaire ce qui permet d'extrapoler les données comme décrit dans [92]. Les résistances et capacités des cellules de supercondensateurs sont identifiées à partir des données expérimentales acquises pour chaque test de caractérisation (ici 8 par cellule) avec une fréquence d'échantillonnage de 1 ms pour une durée de 200 secondes. Pour confirmer la validité des résistances et des capacités identifiées, quatre cellules identiques des supercondensateurs sont testées dans les mêmes conditions. Les résistances et capacités extraites des données expérimentales des 4 cellules de supercondensateurs sont proches, avec une dispersion de l'ordre de 3 % par rapport aux informations de la fiche technique (3000 F / 0.29 mΩ). Pour atténuer l'impact de la dispersion dans l'analyse des données, les évolutions des résistances et capacités des supercondensateurs sont tracées à partir des valeurs moyennes des résistances/capacités extraites sur les 4 échantillons. La Figure. 4.11 présente l'évolution de la résistance moyenne des quatre cellules de supercondensateurs en fonction du nombre des cycles de charge/décharge. Cette résistance moyenne varie peu entre 2000 et 6000 cycles et augmente rapidement en dehors de cet intervalle. A 14000 cycles, la valeur moyenne des capacités des cellules diminue de 6 % par rapport à la valeur initiale, comme illustré sur la Figure. 4.12. Cela signifie que le nombre de cycles de charge/décharge peut influencer les valeurs moyennes des résistances et des capacités des cellules de supercondensateurs [93], [94]. Les cellules de supercondensateurs sont supposées anciennes si les capacités des cellules diminuent de 20 % ou si les résistances augmentent de 100 % par rapport aux valeurs initiales [4], [53], [95]. Ces limites théoriques ne sont généralement pas atteintes lors des essais expérimentaux, car ils nécessitent plusieurs mois pour les tester. Les tests sont généralement arrêtés lorsque l'évolution des résistances et capacités des cellules atteignent les zones linéaires. L'évolution restante des résistances/capacités jusqu'à l'obtention des limites fixées sont obtenues par extrapolation des données comme décrite dans l'Annexe E.

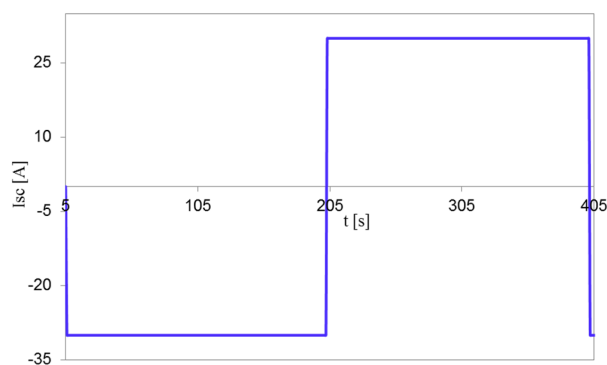


Figure. 4.9: Forme d'onde du courant continu pour la charge et décharge des supercondensateurs.

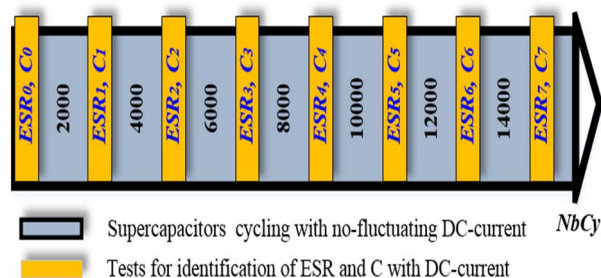


Figure. 4.10: Protocole de tests expérimentaux en fonction du nombre des cycles.

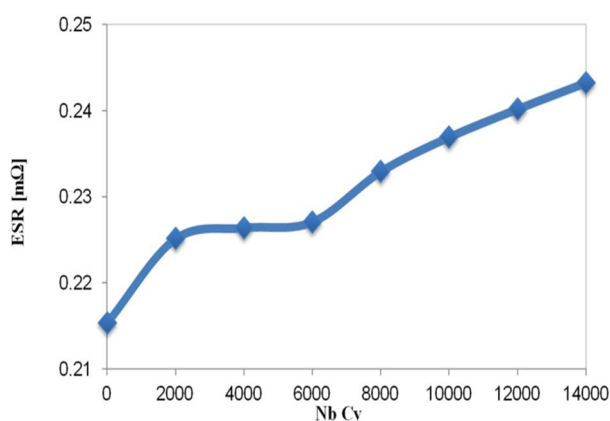


Figure. 4.11: Variation de la valeur moyenne des résistances issues des 4 cellules en fonction du nombre des cycles.

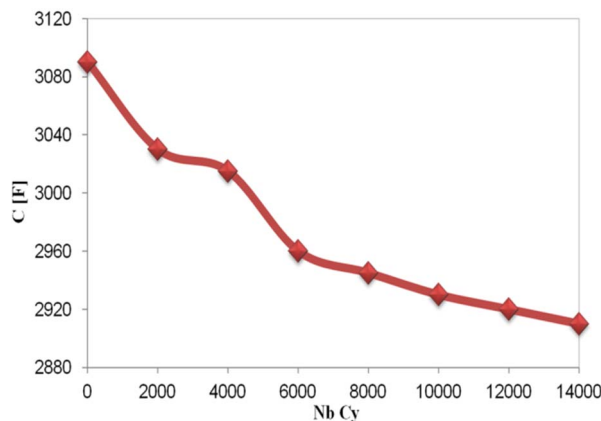


Figure. 4.12: Variation de la valeur moyenne des capacités issues des 4 cellules en fonction du nombre des cycles.

Dans la fiche technique de BOOSTCAP par exemple, les tests de cyclages sont effectués à température ambiante sans refroidissement par convection forcée et les cycles sont effectués avec un courant continu de 100 A, sur une plage de tension allant de la valeur maximale (2.7 V) à la moitié de la tension maximale. Un repos de 15 secondes est autorisé entre chaque cycle de charge/décharge. Les données fournies sont issues des tests expérimentaux et d'extrapolation. En d'autres termes, les 1 million de cycles annoncés sont obtenus par extrapolation. En plus, le fabricant de BOOSTCAP a annoncé que, les données disponibles sur le module sont limitées et ne donne aucune information concrète qui peut être utilisée pour exécuter une prédiction de durée de vie. Les procédures et les informations données dans le document de la fiche technique reposent sur les connaissances actuelles des supercondensateurs BOOSTCAP et sont destinées à être utilisées par le client uniquement en tant que guide général pour prédire la durée de vie. Par rapport à la fiche technique, cette étude présente une extension de la plage de fonctionnement des cellules de supercondensateurs BOOSTCAP qui varie de la tension nominale à 20 % de la tension nominale. Les expressions des valeurs moyennes de la résistance et de la capacité issues

de la Figure. 4.11 et de la Figure. 4.12 sont données par l'équation (4.1), où  $N_{bcy}$  présente le nombre de cycles.

$$\begin{cases} ESR_{Nbcy}(m\Omega) = 2 \cdot 10^{-26} \cdot N_{bcy}^6 + 2 \cdot 10^{-22} \cdot N_{bcy}^5 - 3 \cdot 10^{-17} \cdot N_{bcy}^4 + 5 \cdot 10^{-13} \cdot N_{bcy}^3 - 4 \cdot 10^{-9} \cdot N_{bcy}^2 + 10^{-5} \cdot N_{bcy} + 0.22 \\ C_{Nbcy}(F) = 2 \cdot 10^{-21} \cdot N_{bcy}^6 - 10^{-16} \cdot N_{bcy}^5 + 2 \cdot 10^{-12} \cdot N_{bcy}^4 - 10^{-8} \cdot N_{bcy}^3 + 5 \cdot 10^{-5} \cdot N_{bcy}^2 - 8.422 \cdot 10^{-2} \cdot N_{bcy} + 3089.8 \end{cases} \quad (4.1)$$

#### 4.7.2. Variations des résistances et capacités des supercondensateurs en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu

L'évaluation des impacts de la fréquence des ondulations du courant continu est effectuée en utilisant la forme d'onde du courant continu fluctuant présenté sur la Figure. 4.13. Cette forme d'onde du courant continu est utilisée pour les opérations de charge/décharge des cellules de supercondensateurs pour plusieurs fréquences présentées sur la Figure. 4.14. Nous avons opté pour une ondulation du courant triangulaire qui semble plus restrictive que les ondulations du courant continu rencontrées dans les applications éoliennes/hydrolienne (Annexe F), pour lesquelles le modèle de supercondensateurs est dédié. La procédure des tests consiste à caractériser quatre nouvelles cellules de supercondensateurs identiques avant les opérations de cyclages, pour identifier les valeurs initiales des résistances et capacités des cellules ( $ESR_0$ ,  $C_0$ ). Après cette identification initiale, les quatre cellules sont soumises à des tests de cyclages périodiques de 2800 cycles alternés avec des phases d'identification des résistances et capacités des cellules de supercondensateurs, comme illustré sur la Figure. 4.14. En d'autres termes, les résistances et capacités des cellules sont identifiées après chaque 2800 cycles, c'est-à-dire 14000 cycles par cellule. Les résistances et les capacités des cellules de supercondensateurs sont identifiées en utilisant la méthode de caractérisation temporelle décrite dans le deuxième chapitre (section 2.3, sous-section 2.3.1), équations (2.1) et (2.2). Les valeurs moyennes des résistances et des capacités sont calculées à partir des données extraites sur les quatre échantillons identiques testés dans les mêmes conditions. Pour montrer l'impact de la fréquence des ondulations du courant continu sur les résistances et les capacités des cellules de supercondensateurs avec une normalisation de l'impact des cycles de charge/décharge, chaque résistance/capacité calculée est divisée par la résistance/capacité identifiée précédemment comme exprimé par les ratio suivants :  $ESR_i / ESR_{i-1}$  et  $C_i / C_{i-1}$ , où  $i = \{1,2,3,4,5\}$ . Après 14000 cycles de tests avec une fréquence d'ondulation du courant continu variable et une plage de tension de 0.6 V à 2.7 V, la résistance augmente de l'ordre de 20 % entre 0.1 Hz et 0.5 Hz comme illustré sur la Figure. 4.15. Cette figure montre que, la valeur moyenne des résistances des cellules de supercondensateurs est approximativement constante entre 0.2 et 0.4 Hz et elle augmente rapidement en dehors de cet intervalle. La Figure. 4.16 montre que la valeur moyenne des capacités des cellules de

supercondensateurs diminue si la fréquence d'ondulation du courant continu augmente. En d'autres termes, après 14000 cycles d'essais compris entre 0.6 V et 2.7 V, la valeur moyenne des capacités diminue de l'ordre de 3 % entre 0.1 Hz et 0.5 Hz comme l'illustré par la Figure. 4.16. Sur la base des résultats expérimentaux présentés sur la Figure. 4.15 et sur la Figure. 4.16, on peut noter que la valeur moyenne des résistances de supercondensateurs augmente avec la fréquence d'ondulation du courant continu et que la valeur moyenne des capacités des cellules diminue si la fréquence d'ondulation du courant continu augmente. Pour plus d'informations, la dépendance des résistances/capacités des cellules supercondensateurs avec la fréquence d'ondulation du courant continu est décrite dans [93], [94]. Les expressions des valeurs moyennes de la résistance et de la capacité issues de la Figure. 4.15 et de la Figure. 4.16 sont données par l'équation (4.2), où  $F_r$  présente la fréquence d'ondulation du courant continu.

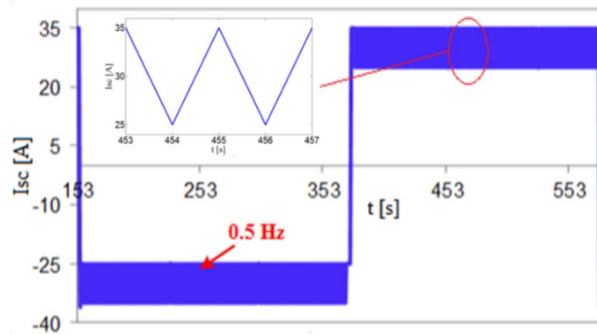


Figure. 4.13: Forme d'onde du courant continu avec une fréquence d'ondulation de  $I_{sc}$  de 0.5 Hz.

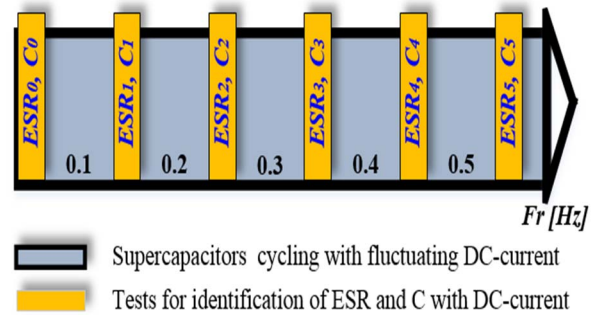


Figure. 4.14: Protocole de tests en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu.

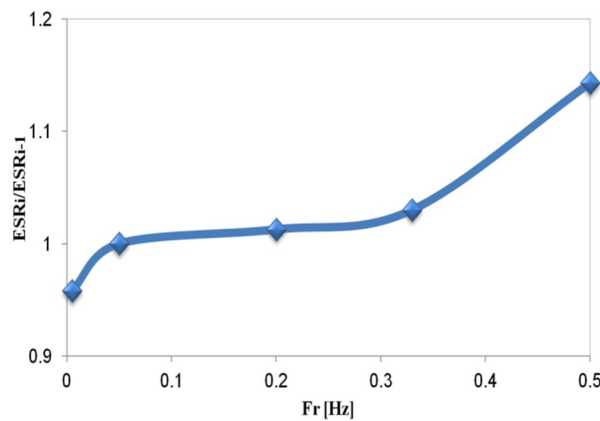


Figure. 4.15: Valeur moyenne des résistances des 4 cellules en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu pour 14000 cycles entre 0.6 V et 2.7 V.

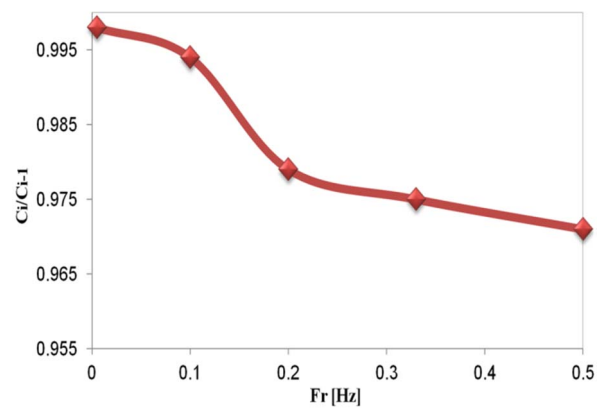


Figure. 4.16: Valeur moyenne des capacités des 4 cellules en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu pour 14000 cycles entre 0.6 V et 2.7 V.

$$\begin{cases} ESR_i / ESR_{i-1} = -21 \cdot F_r^4 + 26 \cdot F_r^3 - 9.9 \cdot F_r^2 + 1.4 \cdot F_r + 0.95 \\ C_i / C_{i-1} = 28.47 \cdot 10^{-2} \cdot F_r^3 - 10.5 \cdot 10^{-2} \cdot F_r^2 - 7.45 \cdot 10^{-2} \cdot F_r + 0.99 \end{cases} \quad (4.2)$$

### 4.7.3. Variations des résistances et capacités des supercondensateurs en fonction de l'état de charge

Pour montrer l'impact de l'état de charge ( $SoC$ ) sur les résistances/capacités des cellules de supercondensateurs, quatre nouvelles cellules identiques sont testées dans les mêmes conditions avec un courant continu constant de  $\pm 30$  A en utilisant le banc de cyclage ARBIN-BT2000. Le processus de tests consiste à tester à  $T_{E0}$  quatre cellules identiques avant les opérations de cyclages, pour identifier les valeurs initiales des résistances et des capacités des cellules ( $ESR_0$ ,  $C_0$ ). Après cela, les quatre cellules sont soumises à des tests de cyclages périodiques de 2800 cycles alternés avec des phases d'identification des résistances et des capacités des cellules comme illustré sur la Figure. 4.17. En d'autres termes, les résistances et les capacités des cellules sont identifiées après 2800 cycles, et pour chaque test de  $T_{E1}$  à  $T_{E5}$  présenté sur la Figure. 4.17, ce qui correspond à 14000 cycles par cellule. La plage de fonctionnement des tensions des cellules de supercondensateurs sont fixées pour chaque test entre 0.6 V et une limite de tension maximale. Les limites utilisées pour les tensions des cellules de supercondensateurs sont respectivement fixées à 1.02, 1.44, 1.86, 2.28 et 2.7 V comme illustré sur la Figure. 4.17. Les valeurs moyennes des résistances et des capacités sont calculées à partir des données extraites sur les quatre cellules testées dans les mêmes conditions. Pour montrer l'impact du  $SoC$  sur les résistances et les capacités des cellules de supercondensateurs avec une normalisation de l'impact des cycles de charge/décharge, chaque résistance/capacité calculée est divisée par la résistance/capacité précédemment identifiée comme présentée par les expressions suivantes :  $ESR_{(TE_x)}/ESR_{(TE_{x-1})}$  et  $C_{(TE_x)}/C_{(TE_{x-1})}$ , où  $x = \{1, 2, 3, 4, 5\}$ . Les valeurs moyennes des résistances et capacités des cellules de supercondensateurs sont respectivement présentées sur la Figure. 4.18 et Figure. 4.19, où la variation de la résistance moyenne entre 100 % et 20 % du  $SoC$  augmente d'environ 15 % et celle de la capacité moyenne diminue d'environ 3 % pour le même intervalle de  $SoC$ . Sur la base de ces résultats expérimentaux, la décharge partielle des supercondensateurs peut affecter les performances électriques des cellules. Ces courbes montrent aussi que les performances des supercondensateurs sont meilleures lorsque les cellules sont complètement chargées. L'utilisation d'une option de charge complète est mieux adaptée pour obtenir une bonne performance pour les supercondensateurs. Les expressions des valeurs moyennes de la résistance et de la capacité issues de la Figure. 4.18 et de la Figure. 4.19 sont données par l'équation (4.3). L'intérêt de cette étude est d'établir des modèles de référence des résistances/capacités des supercondensateurs à température ambiante en fonction du l'état de charge ( $SoC$ ). Les modèles résultants seront intégrés dans le modèle électrothermique des supercondensateurs.

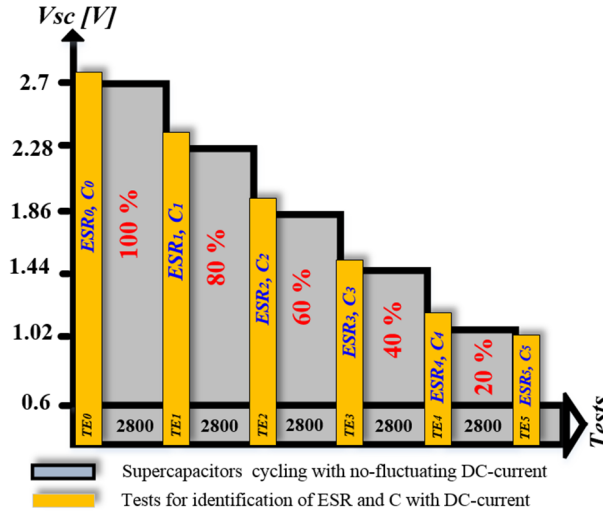


Figure. 4.17: Protocole d'essai pour l'évaluation de l'impact de l'état de charge sur les résistances et capacités des cellules de supercondensateurs.

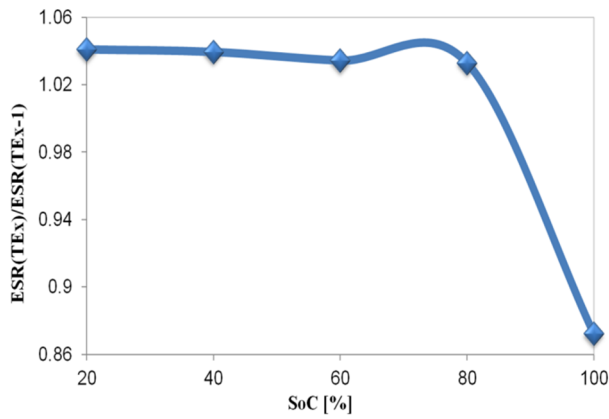


Figure. 4.18: Valeur moyenne des résistances des supercondensateurs en fonction de l'état de charge (SoC).

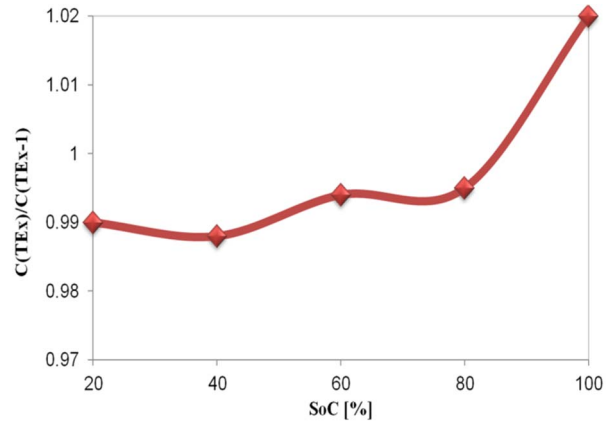


Figure. 4.19: Valeur moyenne des capacités des supercondensateurs en fonction de l'état de charge.

$$\begin{cases} \text{ESR}_{(TE_x)} / \text{ESR}_{(TE_{x-1})} = -4 \cdot 10^{-8} \cdot \text{SoC}^4 + 9 \cdot 10^{-6} \cdot \text{SoC}^3 - 6 \cdot 10^{-4} \cdot \text{SoC}^2 + 1 \cdot 9 \cdot 10^{-2} \cdot \text{SoC} + 0.86 \\ C_{(TE_x)} / C_{(TE_{x-1})} = 10^{-8} \cdot \text{SoC}^4 - 2 \cdot 10^{-6} \cdot \text{SoC}^3 + 2 \cdot 10^{-4} \cdot \text{SoC}^2 - 6.3 \cdot 10^{-3} \cdot \text{SoC} + 1.05 \end{cases} \quad (4.3)$$

#### 4.7.4. Impact de la température sur les résistances et capacités des supercondensateurs

Cette étude est proposée pour évaluer l'impact de la température sur les résistances et capacités des cellules de supercondensateurs. Le processus de tests repose sur les opérations de charge/décharge des cellules en utilisant une forme d'onde du courant continu similaire à celle présentée à la Figure. 4.9. La valeur de la température de référence pour l'enceinte à température contrôlée (chambre climatique) est fixée à 75 °C. Quelques points de températures sur les cellules de supercondensateurs sont mesurés à travers trois capteurs ( $T_{b1}$ ,  $T_{b2}$ ,  $T_{b3}$ ) situés sur la surface de chaque cellule comme le montre la Figure. 4.20. Le système d'acquisition des données MITS-Pro est utilisé pour traiter les signaux des capteurs et pour illustrer l'évolution de la température tout

le long de la surface axiale des cellules de supercondensateurs. La Figure. 4.21 montre que la distribution de la température n'est pas uniforme et qu'elle est plus élevée autour des bornes positives des cellules par rapport aux positions médianes des cellules, qui est également plus élevée que celle des bornes négatives. La température constante de 75 °C correspondant à la ligne noire sur la Figure. 4.21, présente la température de l'environnement interne de la chambre climatique qui est la même que la valeur de référence fixée par l'opérateur. Mais puisque la distribution de la température sur une cellule n'est pas uniforme, pour cette raison trois capteurs de température ont été placés sur la surface de chaque cellule de supercondensateurs pour cartographier sa distribution thermique. Les résultats fournis par les trois capteurs sont confirmés par les mesures de la caméra thermique présentées sur la Figure. 4.20. Cette figure montre une distribution non homogène de la chaleur sur la surface de la cellule, où la zone la plus chaude est présentée par la couleur grise. Le processus des tests de cyclages des cellules de supercondensateurs consiste à tester quatre nouvelles cellules avant les opérations de cyclage, afin d'identifier les valeurs initiales des résistances/capacités des cellules ( $ESR_0$ ,  $C_0$ ). Après cela, les quatre cellules sont soumises à des tests cycliques périodiques de 1556 cycles alternés avec les tests d'identification des résistances et capacités des cellules de supercondensateurs, comme présenté sur la Figure. 4.22. En d'autres termes, les résistances et les capacités des supercondensateurs sont calculées après chaque 1556 cycles, soit 14 000 cycles par cellule et pour toutes les températures entre -40 °C et 120 °C. Pour chaque cellule, 9 tests de cyclages avec 10 tests d'identification des résistances et capacités sont effectués pour 9 températures contrôlées de la chambre climatique. Les valeurs moyennes des résistances/capacités sont calculées à partir des données extraites sur les quatre échantillons testés dans les mêmes conditions. Pour montrer l'impact de la température sur les résistances et capacités avec une normalisation de l'impact du nombre de cycles, les résistances/capacités calculées sont divisées par la résistance/capacité précédemment identifiée comme présenté par les ratios suivants :  $ESR_j / ESR_{j-1}$  et  $C_j / C_{j-1}$ , où  $j = \{1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9\}$ . L'évolution de la valeur moyenne des résistances des cellules de supercondensateurs en fonction de la température est présentée sur la Figure. 4.23. Cette courbe est approximativement constante entre 0 et 60 °C et augmente rapidement à l'extérieur de cet intervalle, c'est-à-dire pour les températures inférieures à 0 °C et supérieures à 60 °C. Entre -40 et 60 °C, la valeur moyenne des capacités des cellules de supercondensateurs augmente avec l'augmentation de la température et elle diminue entre 60 °C à 120 °C comme le montre la Figure. 4.24. Le changement brusque qui apparaît entre -40 et -20 °C est dû à la valeur initiale de la résistance (0.20 mΩ) obtenue à température ambiante sans cyclage. Par conséquent, la résistance

obtenue après 4 jours de cyclage à  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $1.01\text{ m}\Omega$ ) est environ 5 fois supérieure à la valeur initiale de la résistance. La Figure. 4.23 et Figure. 4.24 permettent de conclure que la température peut affecter les résistances et capacités des cellules de supercondensateurs [93]. Les expressions des valeurs moyennes de la résistance et de la capacité issues de la Figure. 4.23 et la Figure. 4.24 sont données par l'équation (4.4), où  $T$  est la température des cellules de supercondensateurs.

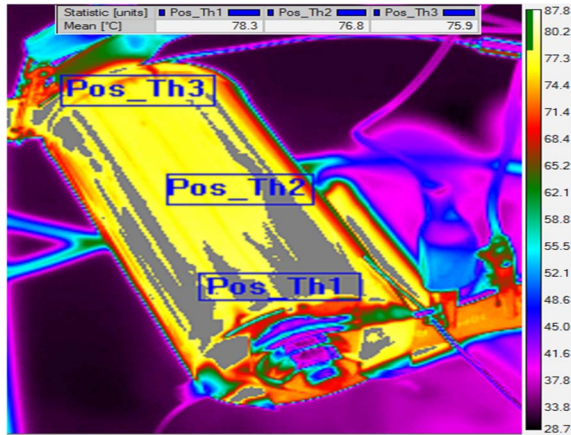


Figure. 4.20: Répartition de la chaleur sur une cellule de supercondensateurs.

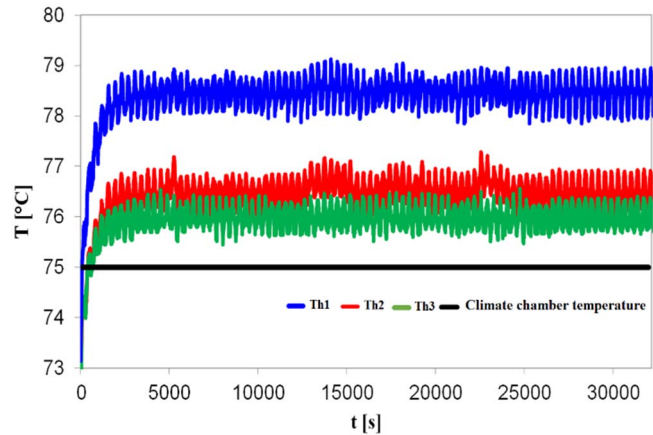


Figure. 4.21: Températures mesurées à partir des trois capteurs situés sur la surface d'une cellule de supercondensateurs.

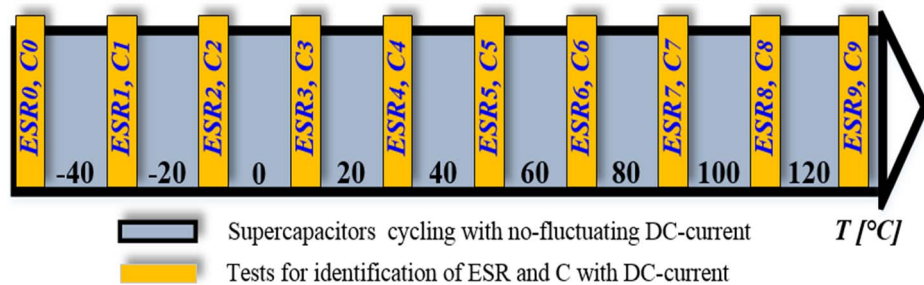


Figure. 4.22: Protocole de tests basé sur la température variable.

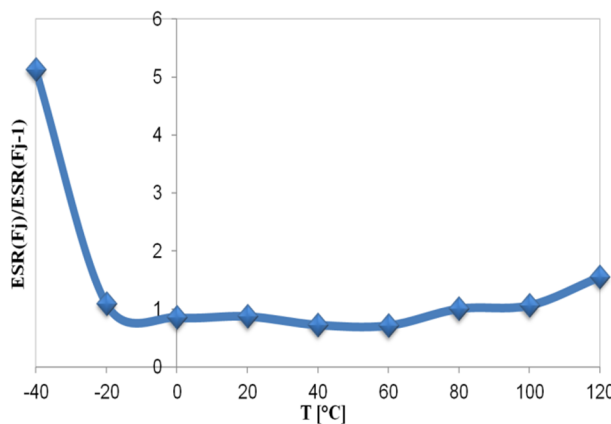


Figure. 4.23: Résistance moyenne des cellules de supercondensateurs en fonction de la température.

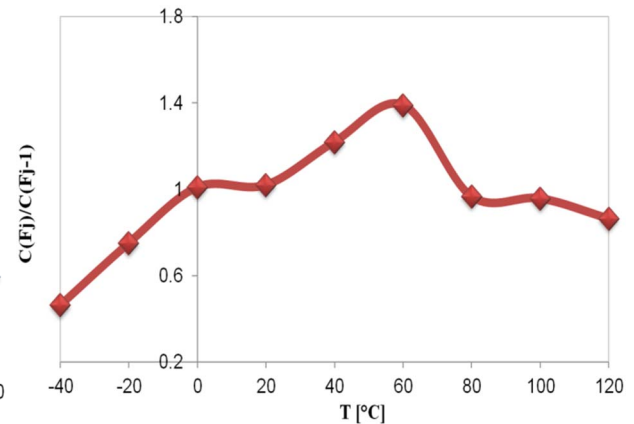


Figure. 4.24: Capacité moyenne des cellules de supercondensateurs en fonction de la température.

$$\begin{cases} \text{ESR}_{(Fj)} / \text{ESR}_{(Fj-1)} = 3 \cdot 10^{-11} \cdot T^6 - 8 \cdot 10^{-9} \cdot T^5 + 8 \cdot 10^{-7} \cdot T^4 - 3 \cdot 10^{-5} \cdot T^3 - 2 \cdot 10^{-5} \cdot T^2 + 6.3 \cdot 10^{-3} \cdot T + 0.86 \\ C_{(Fj)} / C_{(Fj-1)} = -3 \cdot 10^{-12} \cdot T^6 + 10^{-9} \cdot T^5 - 9 \cdot 10^{-8} \cdot T^4 - 10^{-7} \cdot T^3 + 10^{-4} \cdot T^2 + 7.5 \cdot 10^{-3} \cdot T + 91.63 \cdot 10^{-2} \end{cases} \quad (4.4)$$

#### 4.7.5. Impact de la température sur le temps de charge et décharge des supercondensateurs

Le processus des tests de cyclage des supercondensateurs pour cette partie d'étude consiste à charger et à décharger quatre nouvelles cellules dans les mêmes conditions en termes de forme d'onde du courant continu, les limites de tension aux bornes des cellules (0.6 à 2.7 V), pour une durée de test de 18 heures et 15 minutes. Pour montrer l'impact de la température sur le temps de charge et décharge des cellules de supercondensateurs, la température de la chambre climatique est fixée à la consigne souhaitée (entre -40 °C et 120 °C) pour chaque test avec un retard de 6 heures avant le début de chaque test de cyclage pour garantir une stabilité de la température. Ce délai permet d'obtenir des conditions initiales uniformes pour tous les tests. Après ce délai, les cellules de supercondensateurs sont chargées et déchargées avec la même forme d'onde du courant continu illustré par la Figure. 4.9, combinée à la température pendant 18 heures et 15 minutes. Après cette durée, les tests de cyclage sont arrêtés et le nombre des cycles est compté avec le calcul du temps de charge et décharge des cellules. Sur la base des résultats issus des essais expérimentaux, on peut observer que le temps de charge/décharge des supercondensateurs peut être affecté par la température de fonctionnement des cellules de supercondensateurs, comme illustré sur la Figure. 4.25. Par exemple, les temps de charge/décharge des cellules extraits de la Figure. 4.25 avec des températures contrôlées de la chambre climatique de -40 °C, 20 °C et 70°C sont respectivement 399 s, 218 s et 345 s. Ces résultats montrent une dépendance non linéaire entre les temps de charge/décharge des cellules de supercondensateurs et la température de la chambre climatique. Le Tableau. 4.5 montre l'impact de la température sur les cycles de charge/décharge des supercondensateurs comptés pour une durée des essais de cyclages de 18 heures et 15 minutes et pour la même forme d'onde du courant continu. Ce tableau confirme les résultats des temps de charge et décharge des cellules en fonction de la température. En d'autres termes, plus les temps de charge et décharge des cellules des supercondensateurs sont significatifs plus le nombre de cycles comptés pendant la durée du test de 18 heures et 15 minutes est faible et inversement.

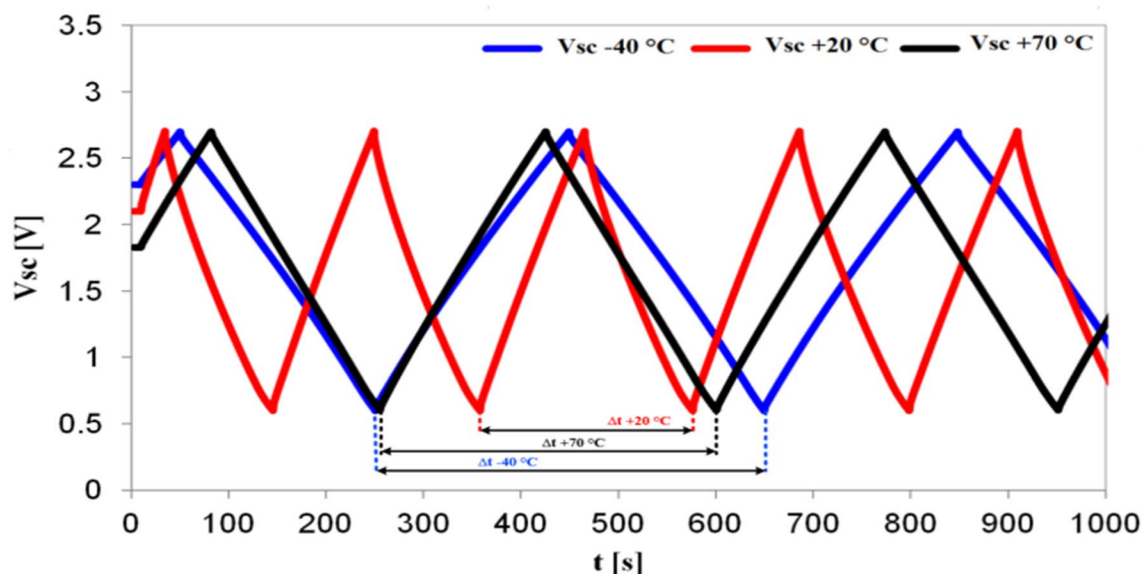


Figure. 4.25: Impact de la température sur le temps de charge et décharge des supercondensateurs.

Tableau. 4.5: Impact de la température sur le nombre de cycles de charge/décharge des supercondensateurs pour une durée de test de 18 heures et 15 minutes.

| Température de l'enceinte climatique<br>en [°C] | Nombre de cycles de charge/décharge des<br>supercondensateurs |
|-------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| -40                                             | 165                                                           |
| -25                                             | 248                                                           |
| +5                                              | 289                                                           |
| +20                                             | 289                                                           |
| +35                                             | 284                                                           |
| +50                                             | 257                                                           |
| +65                                             | 193                                                           |
| +70                                             | 185                                                           |

#### 4.8. Caractérisation des évolutions paramétriques des batteries

Pour cette section, les tests de cyclages sont effectués à température ambiante et à température variable en utilisant des profils du courant continu appliqués au banc de cyclages des batteries présenté sur la Figure. 4.1. a). Les opérations de charge/décharge des batteries sont effectuées pour plusieurs cycles pour caractériser l'évolution des paramètres électriques [96], [97], [98]. Les cyclages sont effectués entre la tension minimale (2.8 V) et la tension maximale (3.8 V) pour chaque cellule de batteries. Aucun repos n'est autorisé entre le cycle de charge/décharge. Les conditions de tests sont les mêmes que celles décrites dans la section 4.2 (chapitre 4). Les résistances et les capacités des cellules batteries sont identifiées en utilisant la méthode de caractérisation temporelle des batteries, décrite dans le deuxième chapitre (section 2.5, sous-section 2.5.2), équations (2.10) et (2.11). En plus, la procédure de tests consiste à caractériser

quatre nouvelles cellules de batteries lithium-fer-phosphate identiques pour chaque essai. Les détails de principe sont donnés par la Figure. 4.1. b). Les valeurs moyennes des résistances et capacités sont calculées à partir des données extraites sur les quatre échantillons. L'intérêt principal de cette étude est d'établir des modèles de référence des résistances et des capacités des batteries qui prennent en compte la dépendance du nombre de cycles, la fréquence des ondulations du courant continu, l'état de charge et la température pour faciliter la compréhension et l'analyse des résultats qui seront issus des tests électrothermiques du prochain chapitre.

#### **4.8.1. Evolution des résistances et des capacités des batteries à température ambiante en fonction du nombre des cycles**

L'approche utilisée repose sur des opérations de charge et décharge des batteries en utilisant le profil du courant continu sans tenir compte des fluctuations ni de refroidissement par convection forcée comme illustré à la Figure. 4.26. La procédure de tests consiste à caractériser quatre nouvelles cellules de batteries LFP identiques avant les essais de cyclages à courant continu non fluctuant, afin d'identifier les valeurs initiales des résistances/capacités des cellules ( $ESR_{bat0}$ ,  $Q_{cello}$ ). Après cela, les quatre cellules sont soumises à des tests de cyclages périodiques de 100 cycles alternés avec des étapes d'identification des résistances/capacités moyennes des batteries, comme illustré sur la Figure. 4.27. En d'autres termes, les valeurs moyennes des résistances et des capacités des batteries sont identifiées après chaque 100 cycles, c'est-à-dire 600 cycles par cellule. Elles sont calculées à partir des données extraites sur les quatre échantillons testés dans les mêmes conditions. Cette méthode permet de montrer l'impact du nombre de cycles sur les performances électriques des batteries afin de connaître l'effet du vieillissement provoqué par un processus de charge et décharge prolongé. La Figure. 4.28 et Figure. 4.29 montrent respectivement les valeurs moyennes des résistances et des capacités des batteries en fonction du nombre de cycles de charge/décharge. La Figure. 4.28 montre que les valeurs moyennes des résistances des batteries pour les opérations de charge et celles de décharge ne sont pas identiques, la différence est d'environ 0.2 mΩ. Cette figure montre que la résistance moyenne des cellules de batteries est approximativement constante entre 100 et 200 cycles et elle augmente rapidement en dehors de cet intervalle. La Figure. 4.29 présente les valeurs moyennes des capacités des batteries LFP en fonction du nombre de cycle de charge/décharge, où les capacités moyennes obtenues avec les opérations de charge et décharge sont proches. Le résultat expérimental présenté sur la Figure. 4.29 montre que la capacité moyenne des batteries

diminue d'environ 5 % après 600 cycles. Cela signifie que le nombre de cycles de charge/décharge peut avoir un impact sur l'évolution des résistances et les capacités des batteries [99]. Les expressions approximatives des valeurs moyennes de la résistance et de la capacité issues de la Figure. 4.28 et la Figure. 4.29 sont données par l'équation (4.5), où  $N_{bcy}$  présente le nombre de cycles de charge/décharge.

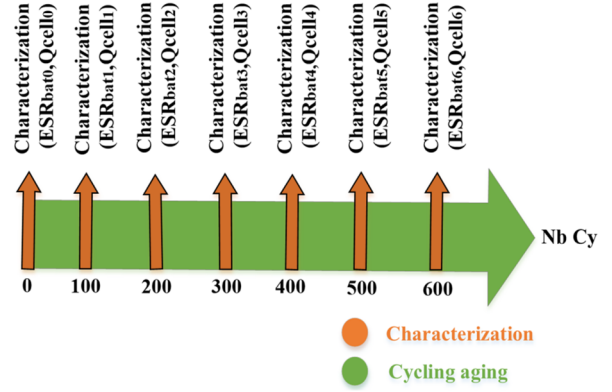
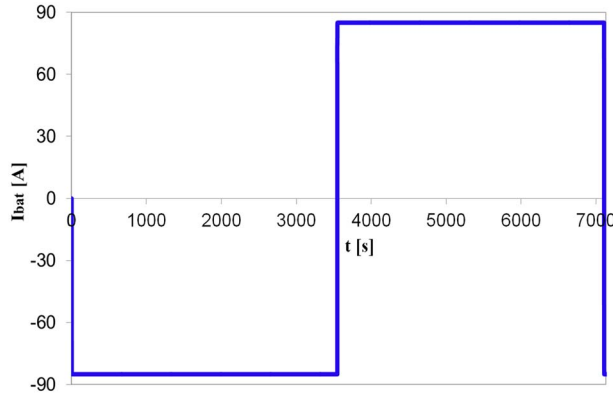


Figure. 4.26: Profil du courant continu pour les opérations de charge/décharge des batteries.

Figure. 4.27: Protocole de tests expérimentaux en fonction du nombre des cycles de charge/décharge.

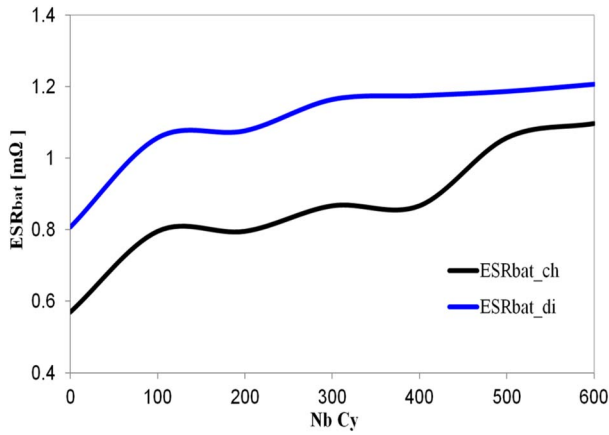


Figure. 4.28: Variation de la résistance moyenne des batteries en fonction du nombre de cycles de charge(ch)/décharge (di).

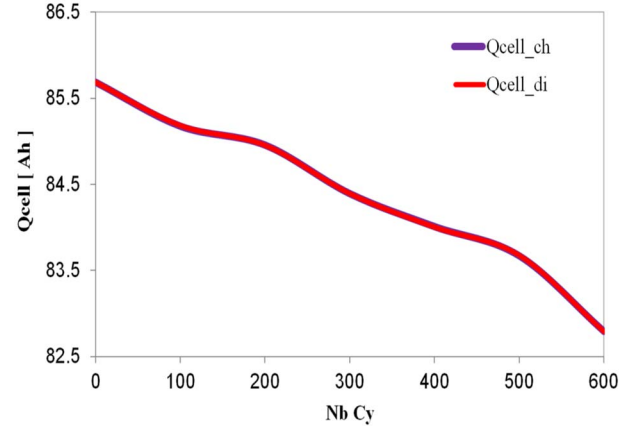


Figure. 4.29: Variation de la capacité moyenne des batteries en fonction du nombre de cycles de charge(ch)/décharge (di).

$$\begin{cases} ESR_{bat\_ch}(m\Omega) = -7 \cdot 10^{-14} \cdot N_{bcy}^5 + 6 \cdot 10^{-11} \cdot N_{bcy}^4 + 3 \cdot 10^{-9} \cdot N_{bcy}^3 - 10^{-5} \cdot N_{bcy}^2 + 33 \cdot 10^{-4} \cdot N_{bcy} + 0.57 \\ ESR_{bat\_di}(m\Omega) = 2 \cdot 10^{-13} \cdot N_{bcy}^5 - 2 \cdot 10^{-10} \cdot N_{bcy}^4 + 10^{-7} \cdot N_{bcy}^3 - 4 \cdot 10^{-5} \cdot N_{bcy}^2 + 51 \cdot 10^{-3} \cdot N_{bcy} + 0.81 \\ Q_{cell}(Ah) = -7 \cdot 10^{-13} \cdot N_{bcy}^5 + 10^{-9} \cdot N_{bcy}^4 - 5 \cdot 10^{-7} \cdot N_{bcy}^3 + 10^{-4} \cdot N_{bcy}^2 - 10.8 \cdot 10^{-14} \cdot N_{bcy} + 85.68 \end{cases} \quad (4.5)$$

#### 4.8.2. Variation des résistances et des capacités des batteries en fonction de la fréquence d'ondulations du courant continu

L'évaluation de l'impact de la fréquence des ondulations du courant continu est effectuée en utilisant un courant continu fluctuant avec une forme d'onde à ondulation triangulaire comme présentée sur la Figure. 4.30. Nous avons opté pour une ondulation du courant triangulaire qui semble plus restrictive que les ondulations du courant continu rencontrées dans les applications éoliennes/hydrolienne, pour lesquelles le modèle de batteries est dédié. Les cellules de batteries sont chargées et déchargées en utilisant le courant continu de la Figure. 4.30 avec les différentes fréquences présentées sur la Figure. 4.31. La gamme de fréquence des ondulations du courant continu est entre 0.1 et 0.5 Hz. Cette gamme est adaptée aux applications d'énergie éolienne d'après les travaux de [100], [101]. La procédure de tests consiste à caractériser quatre nouvelles cellules de batteries identiques avant les essais de cyclages à courant continu fluctuant, afin d'identifier les valeurs initiales des résistances et des capacités des cellules ( $ESR_{bat0}$ ,  $Q_{cell0}$ ). Après cette phase, les quatre cellules sont soumises à des tests de cyclages périodiques de 100 cycles alternés avec des étapes d'identification des résistances et des capacités des batteries, comme illustré sur la Figure. 4.31. En d'autres termes, les résistances et capacités moyennes des batteries sont identifiées après chaque 100 cycles, c'est-à-dire 600 cycles par cellule. Les valeurs moyennes des résistances/capacités sont calculées à partir des données extraites sur les quatre échantillons testés dans les mêmes conditions. La Figure. 4.32 et Figure. 4.33 présentent respectivement les valeurs moyennes des résistances et capacités des batteries en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu. La Figure. 4.32 montre que les valeurs moyennes des résistances des batteries pour les opérations de charge et décharge ne sont pas identiques et la différence est d'environ 0.1 mΩ. La Figure. 4.33 présente les valeurs moyennes des capacités des batteries en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu, où les capacités moyennes obtenues avec les opérations de charge et de décharge des batteries sont identiques. Ces deux figures montrent les variations rapides entre 0 et 50 mHz, dues aux valeurs initiales des résistances/capacités des cellules obtenues sans essais de cyclages. De 50 mHz à 500 mHz, la valeur moyenne des résistances des batteries décroît lentement et celle des capacités augmente, ce qui permet de conclure que, la fréquence des ondulations du courant continu peut affecter les résistances/capacités des batteries. Les expressions des valeurs moyennes des résistances et des capacités des supercondensateurs issues de la Figure. 4.32 et la Figure. 4.33 sont données par l'équation (4.6), où  $F_r$  présente la fréquence d'ondulation du courant continu.

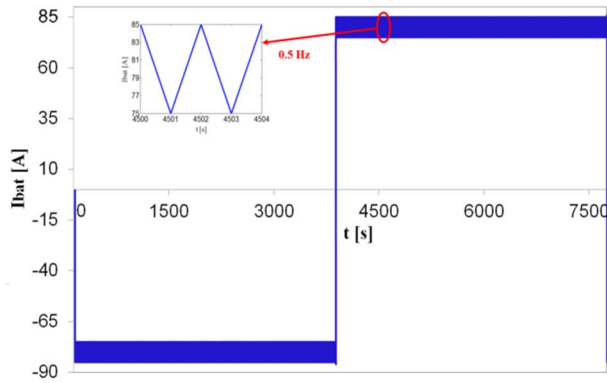


Figure. 4.30: Forme d'onde du courant continu avec une fréquence d'ondulation du courant DC de 0.5 Hz.

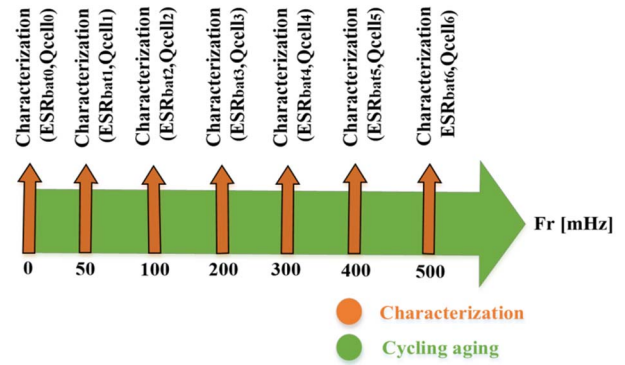


Figure. 4.31: Protocole de tests expérimentaux en fonction de la fréquence d'ondulation du courant DC.

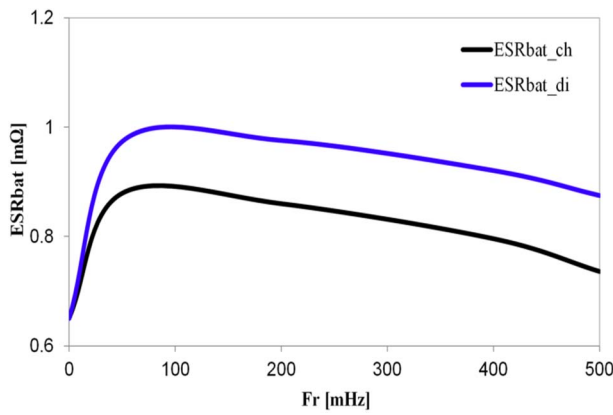


Figure. 4.32: Variation des valeurs moyennes des résistances des batteries en fonction de la fréquence d'ondulation du courant DC pour chaque 100 cycles.

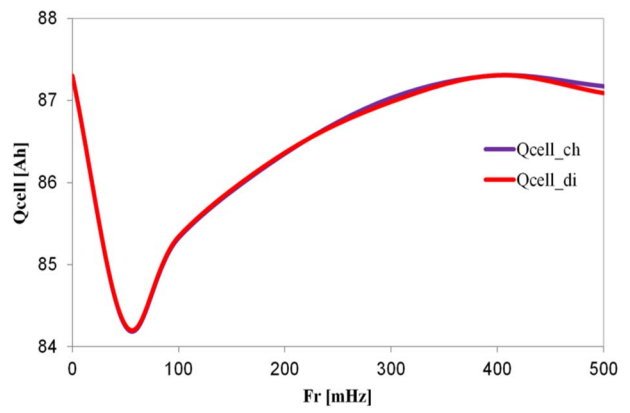


Figure. 4.33: Variation des valeurs moyennes des capacités des batteries en fonction de la fréquence d'ondulation du courant DC pour chaque 100 cycles.

$$\begin{cases} \text{ESR}_{bat\_ch}(m\Omega) = -10^{-10} \cdot F_r^4 + 10^{-7} F_r^3 - 5 \cdot 10^{-5} \cdot F_r^2 + 68 \cdot 10^{-4} \cdot F_r + 0.65 \\ \text{ESR}_{bat\_di}(m\Omega) = -2 \cdot 10^{-10} \cdot F_r^4 + 2 \cdot 10^{-7} F_r^3 - 7 \cdot 10^{-5} \cdot F_r^2 + 95 \cdot 10^{-4} \cdot F_r + 0.65 \\ Q_{cell}(Ah) = 8 \cdot 10^{-14} \cdot F_r^6 - 10^{-10} F_r^5 + 8 \cdot 10^{-8} \cdot F_r^4 - 2 \cdot 10^{-5} \cdot F_r^3 + 29 \cdot 10^{-4} \cdot F_r^2 - 16.25 \cdot 10^{-2} F_r + 87.3 \end{cases} \quad (4.6)$$

#### 4.8.3. Impact de l'amplitude du courant continu sur les capacités et les tensions des cellules de batteries

L'évaluation de l'impact de l'amplitude du courant continu repose sur les opérations de charge/décharge des batteries en utilisant des amplitudes variables du courant continu tel que 10 A, 50 A et 85 A comme montré sur la Figure. 4.34. Pour évaluer l'impact de ces amplitudes sur les capacités et les tensions des batteries quatre nouvelles cellules sont chargées de 2.8 à 3.8 V et déchargées de 3.8 à 2.8 V. Le processus des tests consiste à arrêter pour chaque cycle de charge/décharge des batteries et pour chaque amplitude du courant, dans le but de calculer les capacités des batteries à partir des données expérimentales. Pour montrer l'impact de la variation

de l'amplitude du courant sur les valeurs moyennes des capacités/tensions des batteries, les valeurs moyennes des tensions des batteries sont tracées en fonction des capacités moyennes des batteries pour trois amplitudes du courant comme la montre la Figure. 4.35. Ces courbes montrent que, lorsque l'amplitude du courant continu augmente, les tensions des batteries provenant des opérations de charge et de décharge augmentent. La Figure. 4.35 montre également que les capacités des batteries varient inversement avec l'amplitude du courant continu. On peut également voir que la capacité et la tension de la batterie pour les phases de charge et de décharge sont différentes à cause du phénomène d'hystérésis. La Figure. 4.35 montre aussi que l'amplitude du courant de charge/décharge des batteries impact le niveau de tension des batteries soumises aux mêmes conditions de fonctionnement. Cela permet de conclure que l'amplitude du courant continu a un impact sur la capacité et la tension des batteries. Les meilleures performances des batteries lithium-fer-phosphate sont limitées entre 2.8 V et 3.2 V.

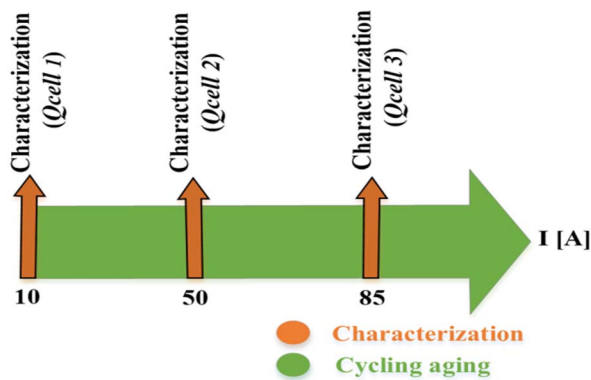


Figure. 4.34: Protocole de tests d'évaluation de l'impact de l'amplitude du courant continu sur les capacités et tensions des batteries LFP.

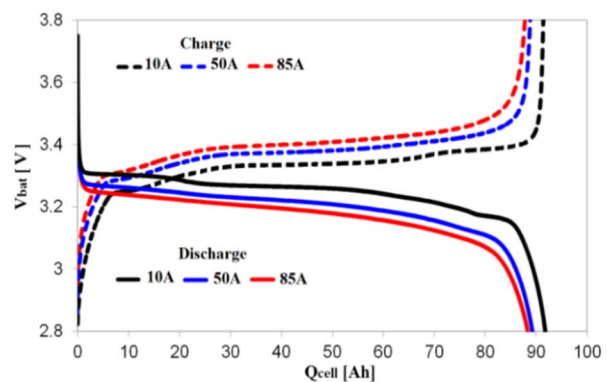


Figure. 4.35: Courbe de charge et de décharge des batteries LFP à température ambiante.

#### 4.8.4. Variation des résistances et capacités des batteries en fonction de la température de l'environnement applicatif

Cette sous-section est proposée pour évaluer l'impact de la température sur les résistances et les capacités des batteries LFP. Le processus des tests repose sur les opérations de charge/décharge des batteries en utilisant une forme d'onde à courant continu constante d'une amplitude de  $\pm 80$  A. La valeur de référence de la température de la chambre climatique est fixée à 50 °C. Pour déterminer la direction du transfert de la chaleur, trois capteurs de température ont été placés sur la surface de chaque cellule de batteries. Nous avons procédé à l'acquisition des données issues des trois capteurs de température ( $T_{tbbat1}$ ,  $T_{tbbat2}$ ,  $T_{tbbat3}$ ) situés respectivement sur la borne positive, sur le point milieu et sur la borne négative de chaque cellule comme le montre la Figure. 4.36. La Figure. 4.37 montre que la distribution de la température n'est pas uniforme et

qu'elle est plus élevée autour de la borne positive des cellules par rapport au point milieu, qui est également plus élevée que celle de la borne négative. Les résultats fournis par les capteurs sont confirmés par des mesures de la caméra thermique présentées sur la Figure. 4.36, qui montre une distribution non homogène de la chaleur sur le corps de la cellule, où la zone la plus chaude est présentée par la couleur marron. Quatre nouveaux échantillons de batteries ont été testés avant les tests de cyclages, afin d'identifier les valeurs initiales des résistances/capacités des cellules. Après cela, les quatre cellules sont soumises à des tests de cyclages périodiques de 100 cycles alternés avec les tests d'identification des résistances et des capacités des cellules comme présenté par la Figure. 4.38. En d'autres termes, les résistances et les capacités des batteries sont calculées après chaque 100 cycles pour limiter les impacts des cycles de charge/décharge sur l'évolution des paramètres, soit 600 cycles par cellule avec un gradient de température de 10 °C entre - 10 °C et 80 °C. Les valeurs moyennes des résistances/capacités sont calculées à partir des données extraites sur les 4 échantillons testés dans les mêmes conditions. L'évolution de la valeur moyenne des résistances des batteries en fonction de la température est présentée sur la Figure. 4.39, où les résistances moyennes obtenues avec les opérations de charge et de décharge ne sont pas identiques. Cette figure montre que les résistances des batteries correspondant aux opérations de charge et de décharge diminuent entre 0 et 70 °C et elles augmentent en dehors de cet intervalle, c'est-à-dire pour les températures inférieures à 0 °C et supérieures à 70 °C. Entre -10 et 70 °C, la valeur moyenne des capacités des batteries augmente avec la température et elle diminue après 70 °C comme le montre la Figure. 4.40. Les expressions des valeurs moyennes des résistances et des capacités obtenues à partir de la Figure. 4.39 et la Figure. 4.40 sont données par l'équation (4.7), où  $T$  présente la température des cellules de batteries lithium-fer-phosphate.

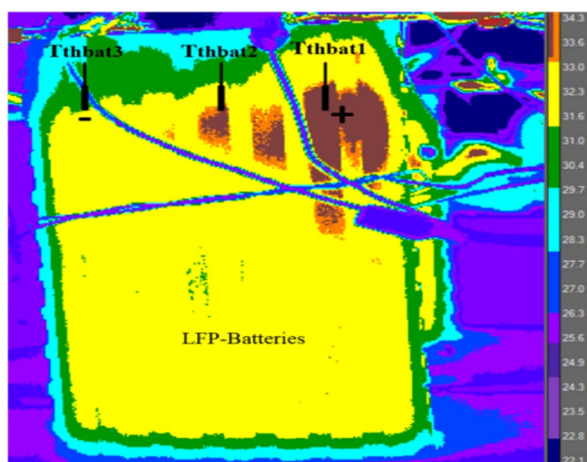


Figure. 4.36: Mesure de la température sur la surface de la batterie par caméra thermique.

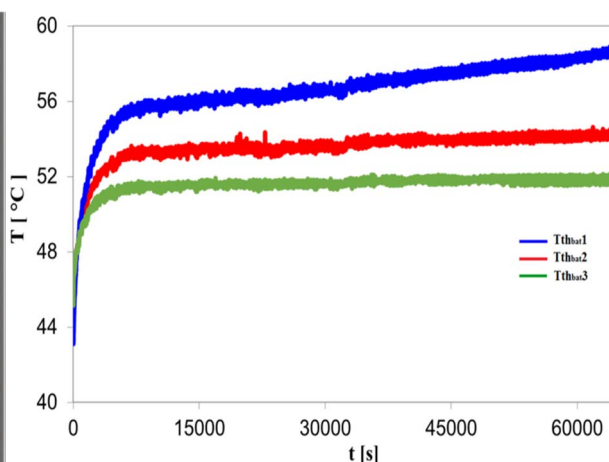


Figure. 4.37: Distribution de la température sur la surface de la batterie obtenue via les trois capteurs.

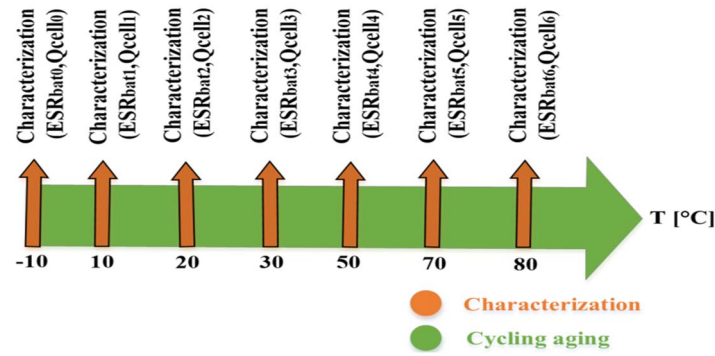


Figure. 4.38: Protocole de tests basé sur la température pour chaque 100 cycles.

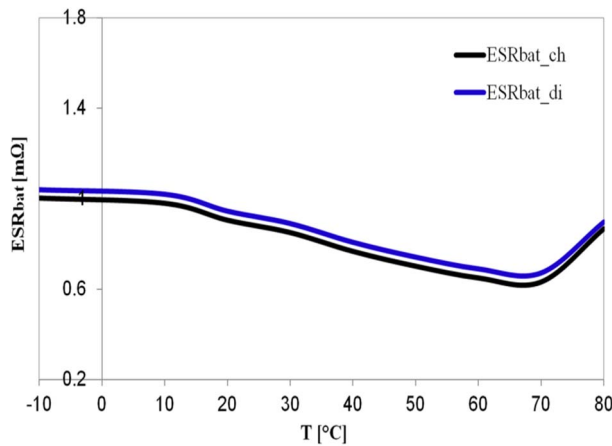


Figure. 4.39: Variation de la valeur moyenne des résistances des batteries en fonction de la température pour chaque 100 cycles.

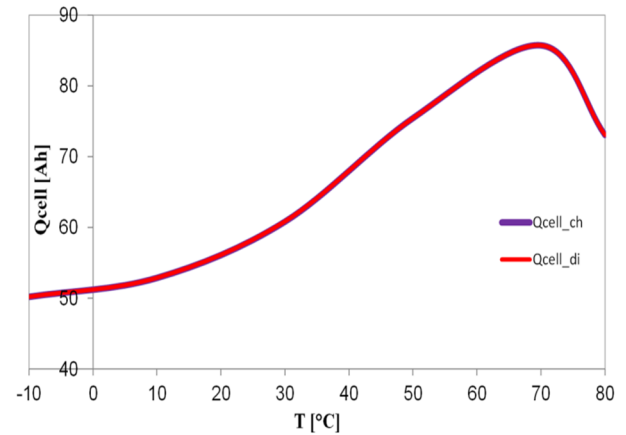


Figure. 4.40: Variation de la valeur moyenne des capacités des batteries en fonction de la température pour chaque 100 cycles.

$$\begin{cases} \text{ESR}_{bat\_ch} (m\Omega) = 4 \cdot 10^{-11} \cdot T^6 - 7 \cdot 10^{-9} \cdot T^5 + 4 \cdot 10^{-7} \cdot T^4 - 5 \cdot 10^{-6} \cdot T^3 - 2 \cdot 10^{-4} \cdot T^2 - 7 \cdot 10^{-4} T + 1 \\ \text{ESR}_{bat\_di} (m\Omega) = 4 \cdot 10^{-11} \cdot T^6 - 6 \cdot 10^{-9} T^5 + 3 \cdot 10^{-7} \cdot T^4 - 3 \cdot 10^{-6} \cdot T^3 - 2 \cdot 10^{-4} \cdot T^2 - 7 \cdot 10^{-4} T + 1.05 \\ Q_{cell} (Ah) = -10^{-7} T^5 + 10^{-5} \cdot T^4 - 4 \cdot 10^{-4} \cdot T^3 + 10.3 \cdot 10^{-3} \cdot T^2 + 17.65 \cdot 10^{-2} T + 50.43 \end{cases} \quad (4.7)$$

#### 4.8.5. Impact de la température sur le temps de charge/décharge des batteries

Dans cette sous-section, le protocole de tests consiste à arrêter les opérations de charge/décharge des batteries pour chaque 100 cycles et de sauvegarder les données des tensions des batteries correspondant à 20 °C, à 40 °C et 60 °C. La Figure. 4.41 montre que le temps de charge/décharge dépend de la température de fonctionnement des batteries. En d'autres termes, le temps de charge/décharge des batteries augmente avec l'augmentation de la température. Pour chaque test expérimental nous avons utilisé une durée de 5 heures et 30 minutes, avec le même profil du courant continu (présenté à la Figure. 4.26) et en faisant varier la température de fonctionnement des batteries. Les opérations de charge/décharge des batteries sont arrêtées toutes les 5 heures et 30 minutes avec enregistrement des tensions des batteries et des nombres de cycles pour chaque température comme indiqué sur la Figure. 4.42. Le Tableau. 4.6 montre les

valeurs des nombres de cycles de charge/décharge des batteries en fonction de la température. Ce tableau confirme que le nombre de cycles de charge/décharge dépend de la température de fonctionnement des batteries lithium-fer-phosphate. La Figure. 4.43 montre qu'entre 60 °C à 80 °C, les performances des batteries sont meilleures, mais en dehors de cette plage de températures les performances des batteries diminuent avec la diminution de la température.

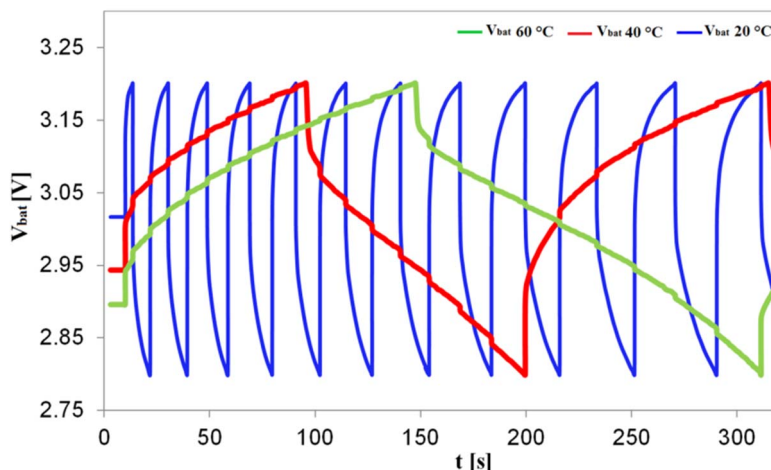


Figure. 4.41: Impact de la température sur le temps de charge/décharge des batteries.

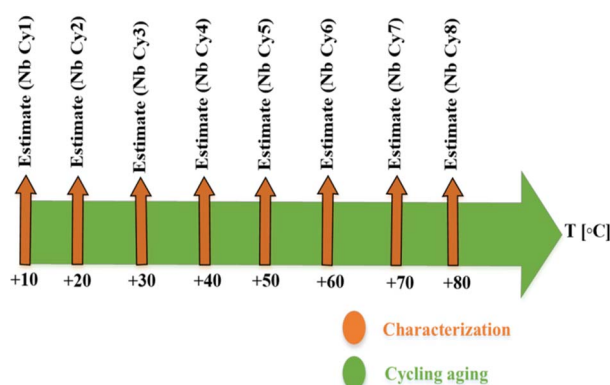


Figure. 4.42: Protocole de tests expérimentaux en fonction de la température et du nombre de cycles de charge/décharge.

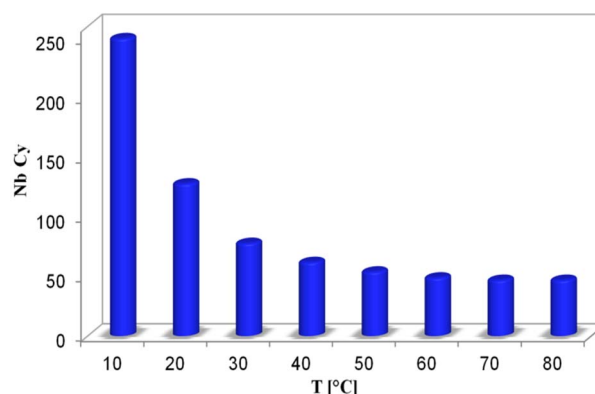


Figure. 4.43: Nombre de cycles de charge/décharge des batteries en fonction de la température pour la même durée de test (5h30).

Tableau. 4.6: Impact de la température sur le nombre de cycles de charge/décharge des batteries pour une durée de tests de 5h30.

| Température de fonctionnement des batteries<br>en [°C] | Nombre de cycles de<br>charge/décharge des batteries |
|--------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|
| 10                                                     | 250                                                  |
| 20                                                     | 128                                                  |
| 30                                                     | 78                                                   |
| 40                                                     | 62                                                   |
| 50                                                     | 54                                                   |
| 60                                                     | 49                                                   |
| 75                                                     | 47                                                   |
| 80                                                     | 47                                                   |

#### 4.8.6. Impact de la température sur les capacités et les tensions des cellules de batteries

Pour évaluer l'impact de la température sur les capacités et les tensions des batteries, quatre nouveaux échantillons sont chargés de 2.8 à 3.8 V et déchargés de 3.8 à 2.8 V avec un courant constant de  $\pm 80$  A. La température de la chambre climatique a été fixée à  $-10$  °C,  $+10$  °C et  $70$  °C, comme le montre la Figure. 4.44. Le processus des tests a consisté à arrêter pour chaque cycle de charge/décharge des batteries et pour chaque température, dans le but de calculer les capacités des batteries à partir des données expérimentales. Pour montrer l'impact de la température sur les valeurs moyennes des capacités/tensions des batteries lithium-fer-phosphate, les valeurs moyennes des tensions sont tracées en fonction des capacités moyennes des batteries pour trois températures comme la montre la Figure. 4.45. Ces courbes montrent que, lorsque la température augmente, les capacités des batteries augmentent. La Figure. 4.45 montre également que les tensions des batteries provenant des opérations de charge et de décharge varient inversement avec la température. On peut également voir que les capacités et les tensions des batteries correspondant aux opérations de charge et de décharge sont différentes à cause du phénomène d'hystérésis.

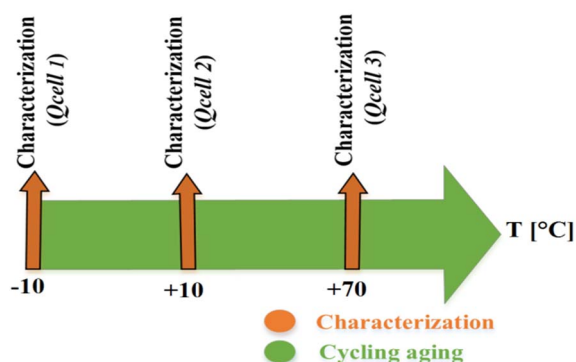


Figure. 4.44: Protocole de tests expérimentaux d'évaluation de l'impact de la température sur les capacités et les tensions des batteries.

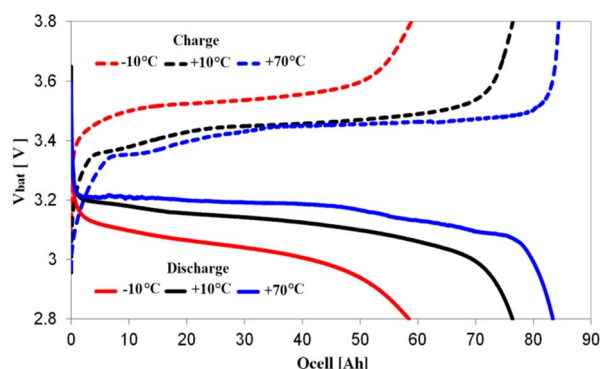


Figure. 4.45: Courbe de charge/décharge de la batterie à température variable.

#### 4.9. Conclusions

Dans ce chapitre, les impacts de la température, de la fréquence des ondulations du courant continu, du nombre de cycles et de l'état de charge sur les résistances et les capacités des batteries et supercondensateurs sont évalués. Les résultats des tests des supercondensateurs obtenus à température ambiante avec un courant continu fluctuant montrent que la capacité moyenne des cellules de supercondensateurs diminue et la résistance moyenne augmente en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu. La résistance moyenne des supercondensateurs augmente rapidement pour les températures négatives mais sa capacité

diminue pour les mêmes températures. Contrairement aux résultats obtenus avec les températures négatives, la résistance et la capacité des cellules de supercondensateurs varient lentement entre 0 et 100 °C. En dehors de cette plage de températures, la résistance moyenne des supercondensateurs augmente et sa capacité moyenne diminue rapidement.

A température ambiante, la capacité moyenne des cellules de batteries LFP diminue et sa résistance augmente en fonction de la fréquence du courant continu. La résistance moyenne des batteries augmente lorsque la température augmente mais sa capacité moyenne diminue pour la même température. Les résultats obtenus montrent que les résistances et les capacités moyennes des cellules de batteries/supercondensateurs peuvent être affectées par les conditions des applications réelles. Autrement dit, la température, la fréquence des ondulations du courant continu, le nombre de cycles et l'état de charge peuvent impacter l'évolution paramétrique des batteries et des supercondensateurs. Ces résultats constituent les caractéristiques de base permettant de faciliter l'analyse des résultats qui seront obtenus avec l'approche électrothermique (combinaison fréquence d'ondulations du courant continu et de la température). Cette approche sera présentée dans le chapitre suivant pour la modélisation comportementale multi-physique des batteries et des supercondensateurs.

---



## **Chapitre 5 : Caractérisation et modélisation électrothermique des cellules des batteries et des supercondensateurs**



## 5.1. Introduction

Ce chapitre présente une approche électrothermique pour la caractérisation et la modélisation des batteries et des supercondensateurs qui repose sur des contraintes combinées de la température et du cyclage électrique (charge/décharge) des cellules avec un courant continu fluctuant. Les tests proposés visent à quantifier l'évolution des résistances et des capacités des cellules de batteries/supercondensateurs en fonction des contraintes appliquées. L'objectif est d'établir des modèles dédiés des batteries LFP et des supercondensateurs qui résultent de la connaissance du comportement des applications ciblées. Dans ce chapitre, nous avons évalué les impacts de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu sur les résistances et capacités des cellules de batteries et de supercondensateurs. Pour effectuer la caractérisation et la modélisation des cellules de batteries et de supercondensateurs, quatre échantillons de batteries/supercondensateurs ont été testés pour chaque essai dans les mêmes conditions basées sur des opérations de charge/décharge en utilisant des formes d'onde de courant continu fluctuant et non fluctuant. La charge et la décharge des cellules de batteries/supercondensateurs sont assurées par un convertisseur bidirectionnel BT2000 combiné à une chambre climatique comme illustré par Figure. 4.1. a) du chapitre 4. Les variations des résistances et des capacités des batteries/supercondensateurs en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température ont été présentées et analysées.

La caractérisation des évolutions paramétriques des batteries et des supercondensateurs en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température est présentée dans la première partie de ce chapitre. Les expressions polynomiales approximatives issues de l'algorithme d'interpolation (*Fitting Algorithm*, Annexe G) des données issues de la caractérisation des batteries et des supercondensateurs sont également présentées dans la première partie de ce chapitre. Dans la deuxième partie de ce chapitre, les expressions obtenues sont implémentées dans les modèles proposés pour effectuer les simulations. La dernière partie du chapitre est consacrée à la validation expérimentale des modèles électrothermiques des batteries et des supercondensateurs.

## 5.2. Caractérisation électrothermique des batteries et supercondensateurs

Cette section présente une approche électrothermique pour la caractérisation des batteries et des supercondensateurs en utilisant des contraintes combinées de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu. Cette approche est proposée pour montrer les impacts combinés de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température sur les

résistances et capacités des cellules de batteries/supercondensateurs. L'objectif principal de cette section est de proposer des équations d'évolutions des paramètres internes des batteries et des supercondensateurs avec prise en compte des contraintes électrothermiques (combinaison de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température de l'environnement applicatif). Les équations des valeurs moyennes des résistances et des capacités proposées sont obtenues à partir des quatre échantillons de batteries lithium-fer-phosphate et de supercondensateurs. Elles sont implémentées dans les modèles électrothermiques proposés pour faire les simulations comportementales des batteries et des supercondensateurs sous contraintes thermiques et électriques.

### 5.2.1. Caractérisation des supercondensateurs par approche électrothermique

Les tests de caractérisation des supercondensateurs sont effectués après 1000 cycles et pour chaque température, ce qui correspond à 8000 cycles pour chaque fréquence, c'est-à-dire 24000 cycles pour les trois fréquences et par cellule de supercondensateurs. Les fréquences utilisées pour les ondulations du courant continu sont respectivement fixées à 100, 330 et 500 mHz et les références des températures de la chambre climatique sont respectivement fixées à : -40, -25, -10, 5, 20, 35, 50 et 65 °C. Pour évaluer la validité de l'approche, quatre nouvelles cellules identiques des supercondensateurs sont testés dans les mêmes conditions en terme de la forme d'onde du courant continu, les limites des tensions aux bornes des cellules de supercondensateurs (0.6 à 2.7 V) et en utilisant la même plage de température. Les tests sont effectués sous contrainte thermique combinée à celle électrique due au cyclage pendant une durée de 6 mois. La méthode d'identification des résistances et des capacités des cellules de supercondensateurs est la même que celle présentée dans le deuxième chapitre (section 2.3, sous-section 2.3.1), équations (2.2) et (2.3). Les valeurs moyennes des résistances et capacités sont calculées à partir des données extraites sur les quatre cellules testées dans les mêmes conditions. Les valeurs moyennes des résistances des supercondensateurs et celles des capacités sont respectivement données dans le Tableau. 5.1 et Tableau. 5.2. Ces valeurs moyennes sont implémentées dans l'algorithme d'interpolation développé sous Matlab pour obtenir l'évolution des résistances et des capacités des supercondensateurs en fonction de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu. La Figure. 5.1 présente l'organigramme de calcul des résistances et des capacités des supercondensateurs.

Tableau. 5.1: Résistances moyennes des cellules de supercondensateurs :  $ESR$  en  $[m\Omega]$ .

| Fréquence des ondulations du courant DC : $F_r$ en $[mHz]$ |     | 100   | 330   | 500   |
|------------------------------------------------------------|-----|-------|-------|-------|
| Température de l'enceinte climatique: $T$ en $[^{\circ}C]$ | -40 | 5.4   | 1.9   | 2     |
|                                                            | -25 | 1.6   | 1.7   | 1.8   |
|                                                            | -10 | 0.967 | 1.48  | 1.66  |
|                                                            | 5   | 0.867 | 1.00  | 0.915 |
|                                                            | 20  | 0.413 | 0.001 | 0.885 |
|                                                            | 35  | 0.489 | 0.769 | 0.686 |
|                                                            | 50  | 0.437 | 0.584 | 0.606 |
|                                                            | 65  | 0.299 | 0.367 | 0.347 |

Tableau. 5.2: Capacités moyennes des cellules de supercondensateurs :  $C$  en  $[Farads]$ .

| Fréquence des ondulations du courant DC : $F_r$ en $[mHz]$ |     | 100  | 330  | 500  |
|------------------------------------------------------------|-----|------|------|------|
| Température de l'enceinte climatique: $T$ en $[^{\circ}C]$ | -40 | 253  | 945  | 814  |
|                                                            | -25 | 853  | 647  | 617  |
|                                                            | -10 | 995  | 684  | 596  |
|                                                            | 05  | 1086 | 930  | 1013 |
|                                                            | 20  | 1931 | 797  | 971  |
|                                                            | 35  | 1495 | 891  | 1170 |
|                                                            | 50  | 1630 | 1252 | 1251 |
|                                                            | 65  | 2351 | 2023 | 2143 |

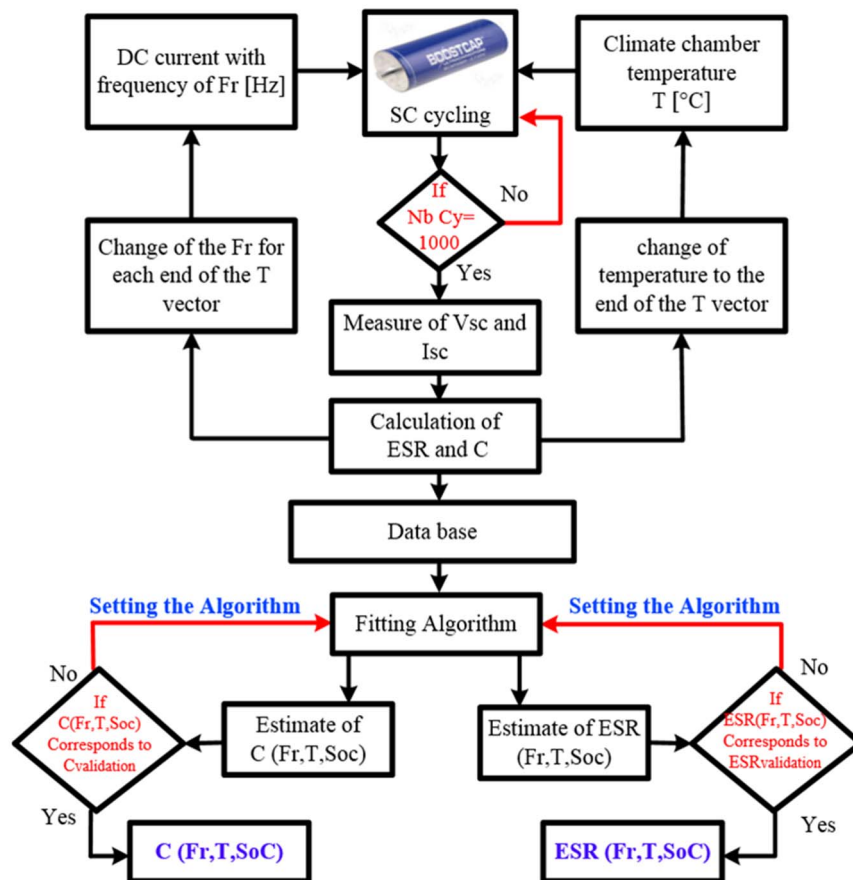


Figure. 5.1: Organigramme de calcul des résistances et des capacités des supercondensateurs.

### 5.2.2. Evolutions des résistances/capacités des supercondensateurs en fonction de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu

Les évolutions des valeurs moyennes des résistances et des capacités des cellules de supercondensateurs sont respectivement présentées sur la Figure. 5.2 et la Figure. 5.3, où les courbes interpolées (*Fitting curve*) sont proches des données expérimentales. La Figure. 5.2 présente un comportement non linéaire de la résistance moyenne des supercondensateurs lorsque les impacts de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu sont combinés. La résistance moyenne des cellules de supercondensateurs diminue de l'ordre de 5.1 mΩ entre -40 °C à 100 mHz et 65 °C à 500 mHz comme présenté dans le Tableau. 5.1. La Figure. 5.2 permet de conclure que la valeur moyenne des résistances des cellules de supercondensateurs diminue lorsque la fréquence des ondulations du courant continu et la température de l'environnement applicatif augmentent. La valeur moyenne de la capacité des cellules de supercondensateurs augmente dans l'ordre de 1890 F entre - 40 °C à 100 mHz et 65 °C à 500 mHz. La Figure. 5.3 permet de conclure que la valeur moyenne des capacités des cellules de supercondensateurs augmente lorsque la température d'utilisation et la fréquence des ondulations du courant continu augmentent. Les courbes de la résistance et de la capacité montrent que la combinaison de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température affecte les performances électriques des cellules de supercondensateurs. L'équation polynomiale de la résistance moyenne des supercondensateurs obtenue à partir de l'algorithme d'interpolation des données expérimentales est présentée par l'équation (5.1), où  $T$  est la température de la chambre climatique en [°C] et  $F_r$  est la fréquence des ondulations du courant continu en [Hz]. L'équation polynomiale de la capacité moyenne des supercondensateurs obtenue à partir de l'algorithme d'interpolation des données expérimentales est présentée par l'équation (5.2). Les équations (5.1) et (5.2) sont établies à partir des données expérimentales relevées sous contraintes combinées de la température et du courant continu fluctuant. Pour ce travail de thèse, nous avons opté pour une ondulation du courant triangulaire qui semble plus restrictive que les ondulations du courant continu rencontrées dans les applications éoliennes/hydroliennes, pour lesquelles le modèle de supercondensateurs est dédié. Le comportement des supercondensateurs sous contraintes thermiques et électriques est évalué pour des températures comprises entre -40 et 65 °C, avec des fréquences d'ondulation du courant allant de 100 à 500 mHz. L'approche proposée est transposable en dehors des plages de températures et fréquences indiquées ci-dessus. Il a été observé lors des essais expérimentaux que les  $ESR_{Tamb}$  et  $C_{Tamb}$  dépendent de l'état de charge des cellules comme le montre l'expression de l'équation (5.3). Les équations (5.1) et (5.2) sont établies à partir des données provenant des quatre échantillons des supercondensateurs.

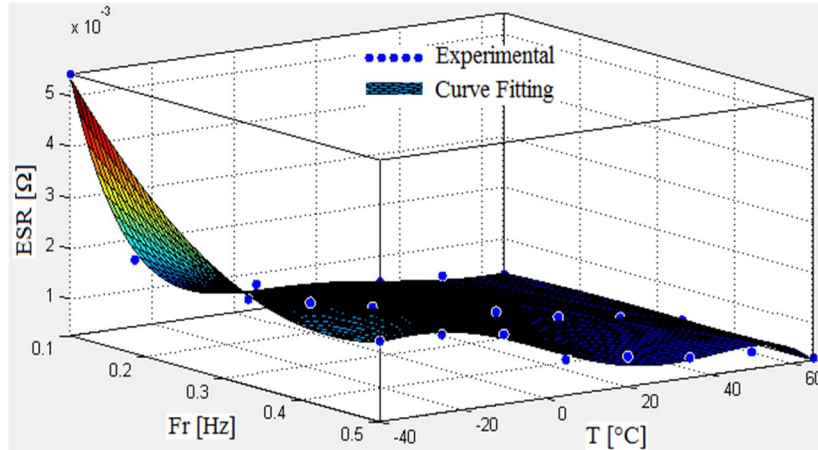


Figure. 5.2: Variation de la résistance moyenne des cellules de supercondensateurs en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température.

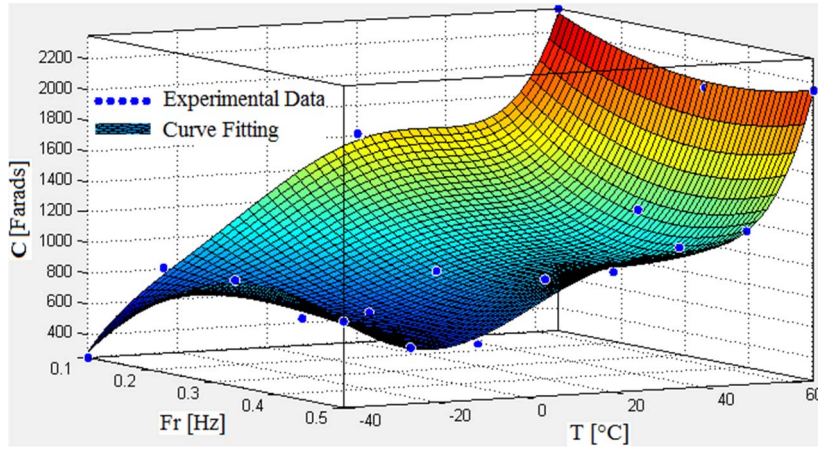


Figure. 5.3: Variation de la capacité moyenne des cellules de supercondensateurs en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température.

Les courbes de la Figure. 5.2, et de la Figure. 5.3 montrent également que les performances des supercondensateurs sont meilleures (résistance minimale avec capacité maximale) lorsque la température d'utilisation de la cellule est d'environ 65 °C à 100 mHz. Ce point de fonctionnement est bien adapté pour obtenir une bonne performance des supercondensateurs.

$$\begin{aligned}
 ESR(T, Fr, SoC) = ESR_{Tamb} \cdot (a_0 - a_1 \cdot Fr + a_2 \cdot T + a_3 \cdot Fr^2 + a_4 \cdot Fr \cdot \\
 T + a_5 \cdot T^2 + a_6 \cdot Fr^2 \cdot T + a_7 \cdot Fr \cdot T^2 + a_8 \cdot T^3 + \\
 a_9 \cdot Fr^2 \cdot T^2 + a_{10} \cdot Fr \cdot T^3 + a_{11} \cdot T^4 + a_{12} \cdot Fr^2 \cdot \\
 T^3 + a_{13} \cdot Fr \cdot T^4 + a_{14} \cdot T^5)
 \end{aligned} \quad (5.1)$$

$$\begin{aligned}
 C(T, Fr, SoC) = C_{Tamb} \cdot (b_0 + b_1 \cdot Fr + b_2 \cdot T + b_3 \cdot Fr^2 + b_4 \cdot Fr \cdot \\
 T + b_5 \cdot T^2 + b_6 \cdot Fr^2 \cdot T + b_7 \cdot Fr \cdot T^2 + b_8 \cdot T^3 + \\
 b_9 \cdot Fr^2 \cdot T^2 + b_{10} \cdot Fr \cdot T^3 + b_{11} \cdot T^4 + b_{12} \cdot Fr^2 \cdot \\
 T^3 + b_{13} \cdot Fr \cdot T^4 + b_{14} \cdot T^5)
 \end{aligned} \quad (5.2)$$

$$\begin{cases} ESR_{T_{amb}} = -4 \cdot 10^{-8} \cdot SoC^4 + 9 \cdot 10^{-6} \cdot SoC^3 - 6 \cdot 10^{-4} \cdot SoC^2 + 1 \cdot 9 \cdot 10^{-2} \cdot SoC + 0 \cdot 86 \\ C_{T_{amb}} = 10^{-8} \cdot SoC^4 - 2 \cdot 10^{-6} \cdot SoC^3 + 2 \cdot 10^{-4} \cdot SoC^2 - 6.3 \cdot 10^{-3} \cdot SoC + 1.05 \end{cases} \quad (5.3)$$

Les coefficients des polynômes  $ESR (Fr, T, SoC)$  et  $C (Fr, T, SoC)$  sont donnés dans le paragraphe suivant:

$a_0=0.61$ ;  $a_1=30.23$ ;  $a_2=2.64 \cdot 10^{-2}$ ;  $a_3=39.06$ ;  $a_4=11.72 \cdot 10^{-2}$ ;  $a_5=6.7 \cdot 10^{-3}$ ;  $a_6=0.76$ ;  $a_7=4.83 \cdot 10^{-2}$ ;  $a_8=2.42 \cdot 10^{-4}$ ;  $a_9=7.01 \cdot 10^{-2}$ ;  $a_{10}=10^{-3}$ ;  $a_{11}=3.09 \cdot 10^{-6}$ ;  $a_{12}=7.91 \cdot 10^{-4}$ ;  $a_{13}=6.26 \cdot 10^{-6}$ ;  $a_{14}=1.3 \cdot 10^{-8}$ .

$b_0=0.56$ ;  $b_1=1.68$ ;  $b_2=10^{-2}$ ;  $b_3=2.17$ ;  $b_4=5 \cdot 10^{-2}$ ;  $b_5=1.2 \cdot 10^{-4}$ ;  $b_6=8.5 \cdot 10^{-3}$ ;  $b_7=9.4 \cdot 10^{-4}$ ;  $b_8=1.74 \cdot 10^{-6}$ ;  $b_9=1.3 \cdot 10^{-3}$ ;  $b_{10}=3.54 \cdot 10^{-6}$ ;  $b_{11}=2.1 \cdot 10^{-8}$ ;  $b_{12}=9.79 \cdot 10^{-7}$ ;  $b_{13}=5.12 \cdot 10^{-8}$ ;  $b_{14}=8 \cdot 10^{-10}$ .

### 5.2.3. Caractérisation des batteries par approche électrothermique

Après 100 cycles de charge/décharge pour chaque température, les tests de caractérisation des cellules de batteries LFP sont effectués. Soit 800 cycles pour chaque fréquence, c'est-à-dire 4800 cycles pour les six fréquences et par cellule de batterie. Les fréquences des ondulations du courant continu et les températures de la chambre climatique utilisées sont présentées dans les Tableaux. 5.3 à 5.6. Quatre nouveaux échantillons identiques des cellules de batteries LFP sont testés pour évaluer la validité de l'approche proposée. Les échantillons sont testés dans les mêmes conditions en termes de forme d'onde du courant continu, des limites des tensions aux bornes des cellules (2.8 à 3.8 V) et de la même plage des températures. Les tests sont effectués avec une contrainte électrique due au cycle de charge/décharge combinée à une contrainte thermique pendant plusieurs mois. Les résistances et les capacités des batteries sont identifiées avec la même méthode d'identification présentée dans le deuxième chapitre (section 2.5, sous-section 2.5.2), équations (2.10) et (2.11). L'organigramme de calcul des résistances et des capacités des batteries est présenté par la Figure. 5.4. Les valeurs moyennes des résistances et celles des capacités sont calculées à partir des données extraites sur les quatre cellules testées dans les mêmes conditions. Les résistances moyennes obtenues lors des opérations de charge et de décharge des cellules sont respectivement présentées dans les Tableaux. 5.3 et 5.4, et celles des capacités des batteries sont respectivement présentées dans les Tableaux. 5.5 et 5.6. Ces valeurs moyennes sont implémentées dans un algorithme d'interpolation pour obtenir l'évolution des résistances/capacités des batteries lithium-fer-phosphate en fonction de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu dont le principe illustré sur la Figure. 5.4.

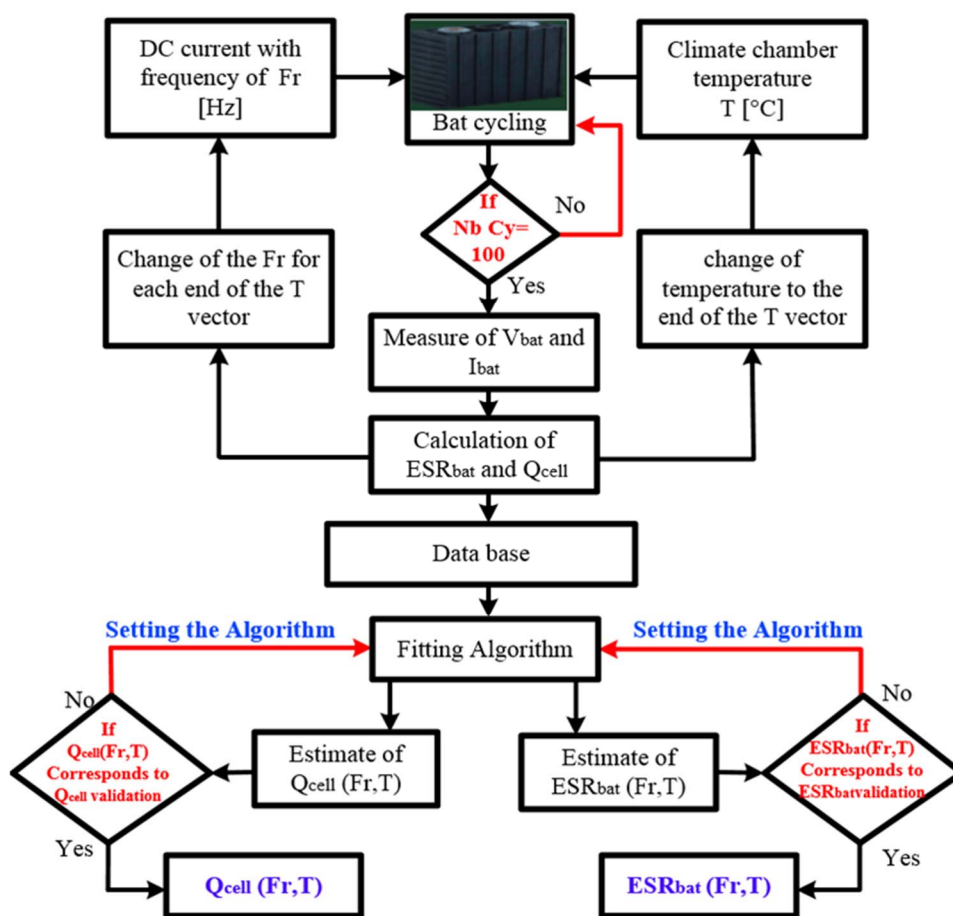


Figure. 5.4: Organigramme de calcul des résistances et des capacités des batteries.

Tableau. 5.3: Valeurs moyennes des résistances des cellules LFP en phase de charge:  $ESR_{bat\_ch}$  en  $[m\Omega]$ .

| Fréquence des ondulations du courant DC : $F_r$ en [mHz]   |    | 50  | 100  | 200  | 300  | 400  | 500  |
|------------------------------------------------------------|----|-----|------|------|------|------|------|
| Température de l'enceinte climatique: $T$ en $[^{\circ}C]$ | 10 | 1.6 | 2.48 | 3.53 | 2.38 | 3.89 | 3.96 |
|                                                            | 20 | 1.0 | 1.76 | 3.41 | 3.44 | 3.72 | 3.03 |
|                                                            | 30 | 0.8 | 1.38 | 2.30 | 2.65 | 2.61 | 2.63 |
|                                                            | 40 | 0.7 | 1.21 | 2.19 | 2.49 | 2.52 | 2.46 |
|                                                            | 50 | 0.7 | 1.16 | 1.16 | 2.16 | 2.31 | 2.33 |
|                                                            | 60 | 0.8 | 1.19 | 2.04 | 2.11 | 2.10 | 2.18 |
|                                                            | 70 | 0.8 | 1.38 | 2.04 | 2.08 | 2.12 | 2.20 |
|                                                            | 80 | 0.9 | 1.88 | 2.04 | 2.12 | 2.16 | 2.19 |

Tableau. 5.4: Valeurs moyennes des résistances des cellules LFP en phase de décharge:  $ESR_{bat\_di}$  en  $[m\Omega]$ .

| Fréquence des ondulations du courant DC : $F_r$ en [mHz]   |    | 50     | 100  | 200   | 300  | 400   | 500  |
|------------------------------------------------------------|----|--------|------|-------|------|-------|------|
| Température de l'enceinte climatique: $T$ en $[^{\circ}C]$ | 10 | 1.406  | 1.93 | 2.75  | 2.72 | 2.92  | 3    |
|                                                            | 20 | 0.9997 | 1.68 | 2.41  | 2.58 | 2.61  | 2.68 |
|                                                            | 30 | 0.781  | 1.34 | 2.2   | 2.39 | 3.83  | 2.47 |
|                                                            | 40 | 0.697  | 1.2  | 2.11  | 2.26 | 2.31  | 2.32 |
|                                                            | 50 | 0.684  | 1.15 | 1.15  | 2.12 | 2.22  | 2.22 |
|                                                            | 60 | 0.733  | 1.17 | 1.985 | 2.06 | 2.06  | 2.12 |
|                                                            | 70 | 0.781  | 1.35 | 2.0   | 2.04 | 2.067 | 2.13 |
|                                                            | 80 | 0.901  | 1.83 | 1.99  | 2.05 | 2.1   | 2.12 |

Tableau. 5.5: Valeurs moyennes des capacités des cellules LFP en phase de charge:  $Q_{cell\_ch}$  en [Ah].

| Fréquence des ondulations du courant DC : $F_r$ en [mHz] | 50    | 100   | 200   | 300   | 400   | 500   |
|----------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Température de l'enceinte climatique: $T$ en [°C]        |       |       |       |       |       |       |
| 10                                                       | 79.11 | 80.19 | 81.13 | 82.02 | 82.97 | 83.34 |
| 20                                                       | 80.01 | 81.71 | 81.44 | 82.89 | 83.98 | 83.82 |
| 30                                                       | 81.04 | 82.35 | 82.03 | 83.30 | 84.06 | 84.03 |
| 40                                                       | 82.07 | 83.07 | 83.36 | 84.06 | 84.09 | 84.13 |
| 50                                                       | 82.93 | 83.09 | 83.73 | 84.61 | 85.11 | 85.09 |
| 60                                                       | 83.55 | 84.55 | 84.23 | 85.09 | 85.75 | 86.02 |
| 70                                                       | 84.11 | 85.31 | 85.02 | 85.33 | 86.03 | 86.80 |
| 80                                                       | 84.23 | 85.89 | 85.91 | 85.41 | 86.92 | 87.18 |

Tableau. 5.6: Valeurs moyennes des capacités des cellules LFP en phase de décharge:  $Q_{cell\_di}$  en [Ah].

| Fréquence des ondulations du courant DC : $F_r$ en [mHz] | 50    | 100   | 200   | 300   | 400   | 500   |
|----------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Température de l'enceinte climatique: $T$ en [°C]        |       |       |       |       |       |       |
| 10                                                       | 79.22 | 80.24 | 81.21 | 82.11 | 82.77 | 83.3  |
| 20                                                       | 80.12 | 81.82 | 81.55 | 82.79 | 83.78 | 83.7  |
| 30                                                       | 81.24 | 82.66 | 82.13 | 83.11 | 84.16 | 84.03 |
| 40                                                       | 82.17 | 83.17 | 83.07 | 83.96 | 84.19 | 84.32 |
| 50                                                       | 82.84 | 83.26 | 83.85 | 84.21 | 85.31 | 85.87 |
| 60                                                       | 83.66 | 84.44 | 84.12 | 84.97 | 85.95 | 86.22 |
| 70                                                       | 84.22 | 85.11 | 85.31 | 85.55 | 86.23 | 86.91 |
| 80                                                       | 84.31 | 85.76 | 85.91 | 85.61 | 86.92 | 87.38 |

#### 5.2.4. Evolutions des résistances/capacités des batteries en fonction de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu

Les Figures. 5.5 et 5.6 présentent la comparaison des données expérimentales issues des Tableaux. 5.3 et 5.4 avec les résultats d'interpolation des résistances des batteries. Ces courbes sont respectivement obtenues avec les opérations de charge et de décharge des batteries LFP en utilisant le convertisseur bidirectionnel BT2000 combiné à une chambre climatique ARS-0220. Les évolutions des valeurs moyennes des capacités correspondant aux phases de charge et de décharge sont respectivement présentées sur les Figures. 5.7 et 5.8, où les courbes interpolées sont proches des données expérimentales. La Figure. 5.5 et la Figure. 5.6 montrent que les valeurs moyennes des résistances des batteries augmentent lorsque la fréquence des ondulations du courant continu augmente et la température de l'environnement applicatif diminue. Les Figures 5.7 et 5.8 permettent de conclure que les valeurs moyennes des capacités des batteries augmentent lorsque la fréquence des ondulations du courant continu et la température d'utilisation augmentent. L'évolution des résistances moyennes des batteries obtenues avec les opérations de charge ou de décharge peut être exprimée comme présenté par l'équation (5.4), où  $T$  est la température de la chambre climatique en [°C],  $F_r$  est la fréquence des ondulations du courant continu en [Hz] et  $ESR_{bat\_Tamb} = 0.75 \text{ m}\Omega$ . L'évolution de la valeur moyenne des capacités des quatre cellules de batteries obtenues avec les opérations de charge ou de décharge peut être présentée par l'équation (5.5), où  $Q_{cell\_Tamb} = 80 \text{ Ah}$ .

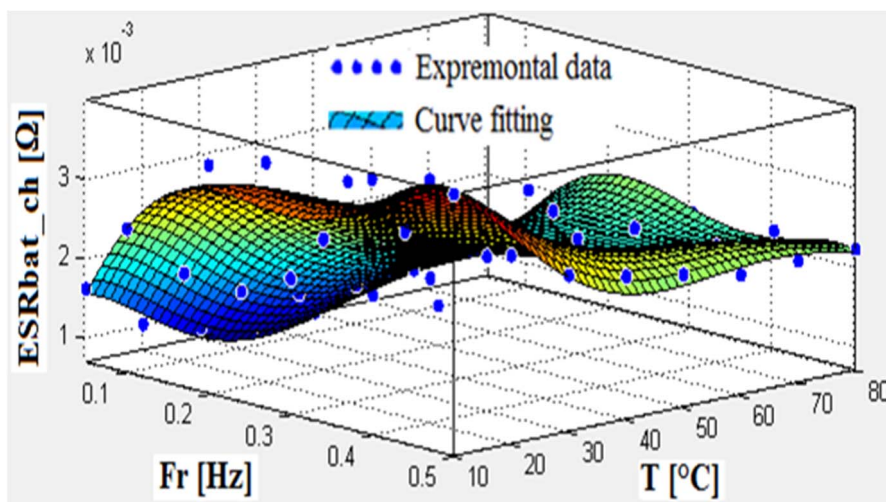


Figure. 5.5: Variation de la valeur moyenne des résistances des cellules LFP en phase de charge en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu et de la température.

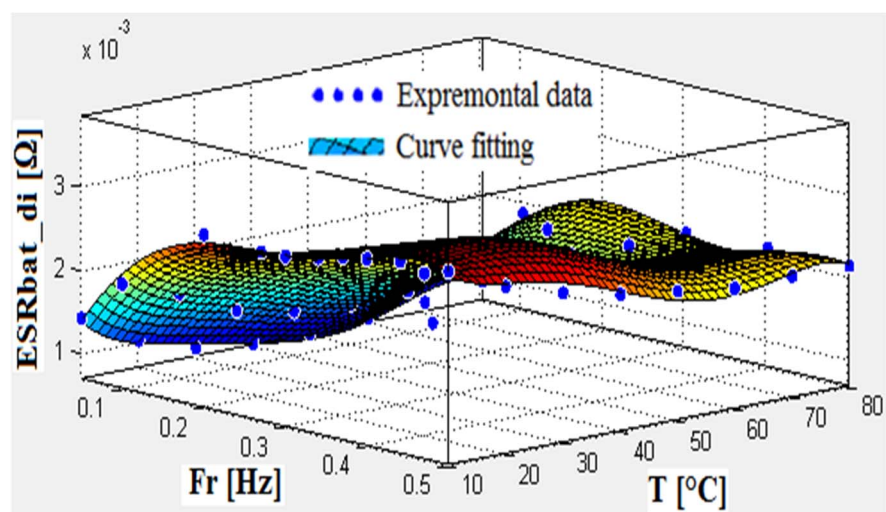


Figure. 5.6: Variation de la valeur moyenne des résistances des cellules LFP en phase de décharge en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu et de la température.

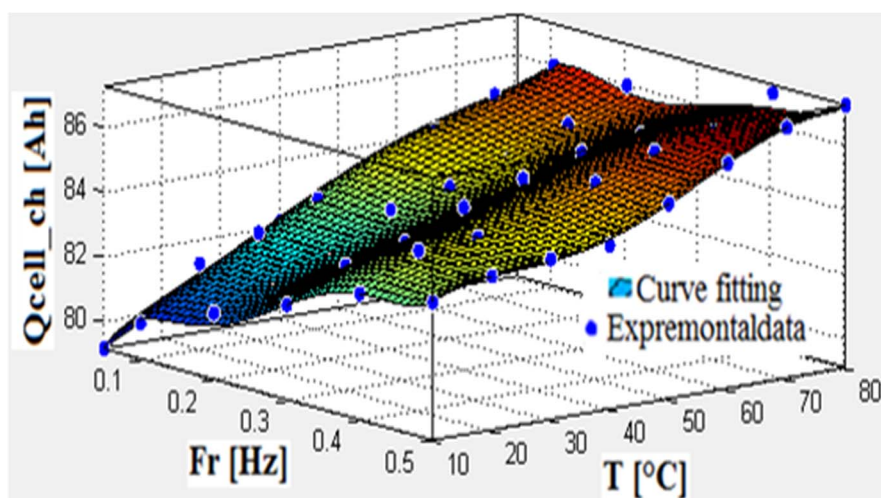


Figure. 5.7: Variation de la valeur moyenne des capacités des cellules LFP en phase de charge en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu et de la température.

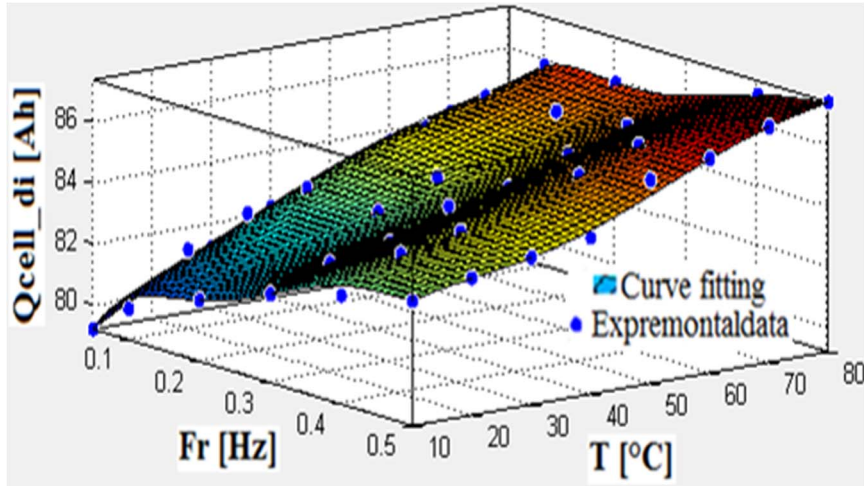


Figure. 5.8: Variation de la valeur moyenne des capacités des cellules LFP en phase de décharge en fonction de la fréquence d'ondulation du courant continu et de la température.

Les Figures 5.5 à 5.8 montrent également que les performances des batteries lithium-fer-phosphate sont meilleures (résistance minimale et capacité maximale) lorsque la température de l'environnement des cellules est au voisinage de 80 °C et à 100 mHz. Ce point de fonctionnement est bien adapté pour obtenir des bonnes performances des cellules de batteries.

$$\begin{aligned}
 ESR_{bat}(Fr, T) = ESR_{bat\_Tamb} & (a_{b0} + a_{b1} \cdot Fr + a_{b2} \cdot T + a_{b3} \cdot Fr^2 + a_{b4} \cdot Fr \cdot T + a_{b5} \cdot T^2 + a_{b6} \cdot Fr^3 + a_{b7} \cdot Fr^2 \cdot T + \\
 & a_{b8} \cdot Fr \cdot T^2 + a_{b9} \cdot T^3 + a_{b10} \cdot Fr^4 + a_{b11} \cdot Fr^3 \cdot T + a_{b12} \cdot Fr^2 \cdot T^2 + a_{b13} \cdot Fr \cdot T^3 + \\
 & a_{b14} \cdot T^4 + a_{b15} \cdot Fr^5 + a_{b16} \cdot Fr^4 \cdot T + a_{b17} \cdot Fr^3 \cdot T^2 + a_{b18} \cdot Fr^2 \cdot T^3 + a_{b19} \cdot Fr \cdot T^4 + \\
 & a_{b20} \cdot T^5)
 \end{aligned} \quad (5.4)$$

$$\begin{aligned}
 Q_{cell}(Fr, T) = Q_{cell\_Tamb} & (b_{b0} + b_{b1} \cdot Fr + b_{b2} \cdot T + b_{b3} \cdot Fr^2 + b_{b4} \cdot Fr \cdot T + b_{b5} \cdot T^2 + b_{b6} \cdot Fr^3 + b_{b7} \cdot Fr^2 \cdot T + \\
 & b_{b8} \cdot Fr \cdot T^2 + b_{b9} \cdot T^3 + b_{b10} \cdot Fr^4 + b_{b11} \cdot Fr^3 \cdot T + b_{b12} \cdot Fr^2 \cdot T^2 + b_{b13} \cdot Fr \cdot T^3 + \\
 & b_{b14} \cdot T^4 + b_{b15} \cdot Fr^5 + b_{b16} \cdot Fr^4 \cdot T + b_{b17} \cdot Fr^3 \cdot T^2 + b_{b18} \cdot Fr^2 \cdot T^3 + b_{b19} \cdot Fr \cdot T^4 + \\
 & b_{b20} \cdot T^5)
 \end{aligned} \quad (5.5)$$

Les coefficients des polynômes  $ESR(F_r, T)$  et  $Q(F_r, T)$  obtenus à partir de l'algorithme d'interpolation sont donnés ci-dessous.

■ Pour les opérations de charge des batteries, les coefficients polynomiaux sont :

$$\begin{aligned}
 a_{b0} &= -8364 \cdot 10^{-5}; a_{b1} = 33.73; a_{b2} = 0.15; a_{b3} = -9.7; a_{b4} = 6606 \cdot 10^{-5}; a_{b5} = 13020 \cdot 10^{-6}; a_{b6} = -945.29; \\
 a_{b7} &= 6.37; a_{b8} = -3739 \cdot 10^{-5}; a_{b9} = 3871 \cdot 10^{-7}; a_{b10} = 3151; a_{b11} = -16.94; a_{b12} = 1983 \cdot 10^{-5}; a_{b13} = 4043 \cdot 10^{-7}; \\
 a_{b14} &= -4537 \cdot 10^{-9}; a_{b15} = 2820.62; a_{b16} = 7.72; a_{b17} = 9090 \cdot 10^{-5}; a_{b18} = -6754 \cdot 10^{-7}; a_{b19} = -2076 \cdot 10^{-10}; \\
 a_{b20} &= 1824.24.
 \end{aligned}$$

$b_{b0}=1; b_{b1} = 1.55; b_{b2}=36\cdot10^{-4}; b_{b3} = -13.2; b_{b4}=3660\cdot10^{-7}; b_{b5} = -1145\cdot10^{-7}; b_{b6} = 5367\cdot10^{-2}; b_{b7} = 5138\cdot10^{-3}; b_{b8} = -1902\cdot10^{-7}; b_{b9}=2907\cdot10^{-9}; b_{b10}=-9994.55\cdot10^{-2}; b_{b11}=3818\cdot10^{-5}; b_{b12} = -4480\cdot10^{-7}; b_{b13} = 4949\cdot10^{-9}; b_{b14} = -3645\cdot10^{-11}; b_{b15}=69.29; b_{b16}=-9550\cdot10^{-5}; b_{b17}=9705\cdot10^{-7}; b_{b18}=-2419.29\cdot10^{-9}; b_{b19} = -2135.95\cdot10^{-11}; b_{b20}=16346.5\cdot10^{-14}.$

- Pour les opérations de décharge des batteries, les coefficients polynomiaux sont :

$a_{b0}=2.44; a_{b1}=32.38; a_{b2}=-0.33; a_{b3}=-84.47; a_{b4}=-0.39; a_{b5}=0.02; a_{b6}=-251.57; a_{b7}=5; a_{b8}=0.01; a_{b9}=46\cdot10^{-5}; a_{b10}= 1205; a_{b11}=-8.42; a_{b12}=4\cdot10^{-2}; a_{b13}=2\cdot10^{-4}; a_{b14}=5.6\cdot10^{-6}; a_{b15}=-1153; a_{b16}=1.11; a_{b17}=88\cdot10^{-3}; a_{b18}=-26\cdot10^{-5}; a_{b19}=-1.11\cdot10^{-7}; a_{b20}=-2.56\cdot10^{-8}.$

$b_{b0}=988\cdot10^{-6}; b_{b1}= 1.67; b_{b2} = 481.27\cdot10^{-5}; b_{b3}=-12.7\cdot10^{-2}; b_{b4} = -1442\cdot10^{-5}; b_{b5}=-1319\cdot10^{-7}; b_{b6}=4860\cdot10^{-2}; b_{b7}= 3627\cdot10^{-5}; b_{b8} = 1585\cdot10^{-7}; b_{b9} = 2442\cdot10^{-9}; b_{b10} = -8563\cdot10^{-2}; b_{b11} = -1921\cdot10^{-5}; b_{b12}=-405\cdot10^{-7}; b_{b13}=354\cdot10^{-9}; b_{b14} = -2314\cdot10^{-11}; b_{b15} = 56.62; b_{b16} =-4458\cdot10^{-5}; b_{b17} = 9197.66\cdot10^{-7}; b_{b18}=-2080\cdot10^{-9}; b_{b19}=1281\cdot10^{-12}; b_{b20} =7923.99\cdot10^{-14}.$

### 5.3. Modélisation électrothermique des batteries et des supercondensateurs

Des nombreux modèles sont proposés dans la littérature pour simuler le comportement dynamique des batteries lithium-fer-phosphate et des supercondensateurs [4], [5], [6], [7], [8], [9], [87], [102], [103], [104]. Cependant, les modèles disponibles dans la littérature présentent certains inconvénients tels que : - L'absence de modélisation du vieillissement électrothermique qui pourrait prendre en compte les variations des résistances/capacités en fonction de l'action combinée de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu. -La validité non entièrement discutée de certains modèles proposés pour les cellules vieilles des batteries/supercondensateurs. -La signification physique des composants des circuits électriques équivalents qui affecte la pertinence de l'approche déterministe est partiellement ignorée. Généralement, les modèles de la littérature ne prennent pas suffisamment en compte les variations des résistances et des capacités des batteries/supercondensateurs en fonction des conditions d'applications réelles. En effet, les applications énergies renouvelables nécessitent généralement des modèles de batteries/supercondensateurs spécifiques qui prennent en compte les contraintes réelles d'utilisation telles que les actions combinées de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu. Pour relever ce défi, nous mettons l'accent sur la modélisation multi-physique des batteries/supercondensateurs en utilisant des contraintes électrothermiques (courant continu fluctuant combiné à la température), pour prendre en compte les variations des résistances et des capacités en fonction de la température, de la fréquence des ondulations du courant continu et de l'état de charge des batteries/supercondensateurs.

### 5.3.1. Modélisation multi-physique des supercondensateurs

Dans cette section, nous proposons un nouveau modèle de supercondensateurs qui prend en compte l'évolution des résistances et des capacités des cellules en fonction de l'état de charge, la fréquence des ondulations du courant continu et de la température de l'environnement applicatif. Le modèle proposé est un modèle simplifié qui exclut la description du comportement des supercondensateurs dans les phases de repos ( $I_{sc} = 0$ ). Il est dédié à la description du comportement des supercondensateurs en phases de charge/décharge ( $I_{sc} \neq 0$ ), donc une prise en compte du courant de fuite n'est pas indispensable, car le courant de fuite est généralement de l'ordre de quelques mA (5.2 mA selon la fiche technique du constructeur) est négligeable par rapport au courant réellement sollicité par l'application éolienne/hydrolienne. Le modèle proposé sur la Figure. 5.9 comprend deux paramètres significatifs qui sont la résistance série variable  $ESR(T, Fr, SoC)$  et la capacité variable  $C(T, Fr, SoC)$ . Le modèle analytique correspondant est présenté par l'équation (5.6), où  $V_0$  présente la condition initiale spécifiée à  $t = 0$ . Ce modèle décrit le comportement des supercondensateurs lors des opérations de charge et de décharge en prenant en compte les variations de la résistance et de la capacité. Le modèle développé repose sur une amélioration du modèle proposé dans [87] pour prendre en compte l'évolution des résistances et capacités des supercondensateurs dues aux stress électrothermiques combinés.

$$\begin{cases} V_{sc} = V_0 - \int_0^t \frac{I_{sc}}{C(T, Fr, SoC)} \cdot dt - ESR(T, Fr, SoC) \cdot I_{sc} \\ SoC = \frac{V_{sc}}{V_{sc\_max}} \end{cases} \quad (5.6)$$

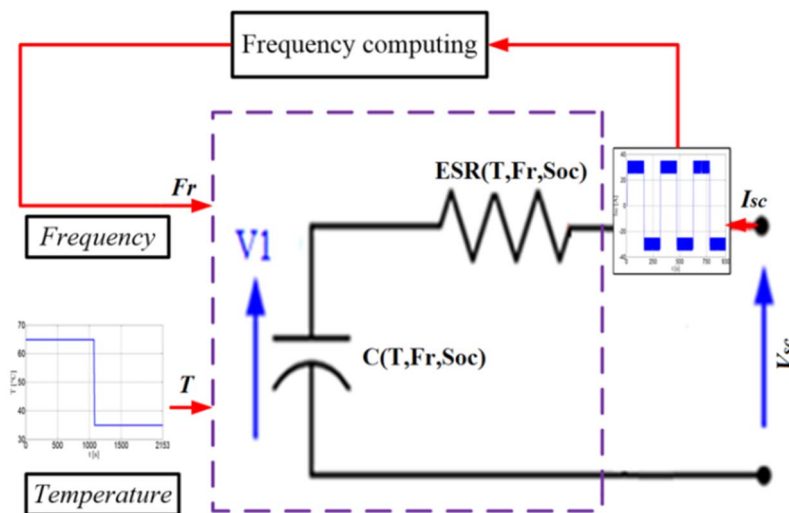


Figure. 5.9: Modèle électrothermique de supercondensateurs.

### 5.3.2. Modélisation multi-physique des batteries LFP

Les modèles proposés dans la littérature ne tiennent pas suffisamment compte des variations des résistances/capacités des batteries en fonction de la température, de la fréquence des ondulations du courant continu. Dans cette étude, nous proposons une amélioration du modèle à deux constantes de temps des batteries LFP présenté à la Figure. 2.13 du chapitre 2 (section 2.5), avec prise en compte des variations des résistances et des capacités en fonction de la température d'utilisation et de la fréquence des ondulations du courant continu. Le modèle proposé est présenté sur la Figure. 5.10, où les deux constantes de temps ( $R_{ST} \cdot C_{ST}$  et  $R_{LT} \cdot C_{LT}$ ) sont des constantes, mais les résistances et capacités correspondantes varient en fonction de la tension en circuit ouvert  $V_{oc}$  (SoC). En d'autres termes, les capacités ( $C_{ST}$  et  $C_{LT}$ ) diminuent et les résistances ( $R_{ST}$  et  $R_{LT}$ ) augmentent, de sorte que les constantes de temps résultant constantes. Le modèle de batteries LFP proposé comprend :

- Une tension en circuit ouvert  $V_{oc}$  (SoC); une résistance en série  $ESR_{bat}(T, Fr)$  qui est différente pour les opérations de charge et de décharge;
- Le premier circuit parallèle  $R_{ST}-C_{ST}$  est utilisé pour décrire le comportement à court terme après l'ouverture du circuit;
- Le deuxième circuit parallèle  $R_{LT}-C_{LT}$  est utilisé pour décrire le comportement à long terme après l'ouverture du circuit.

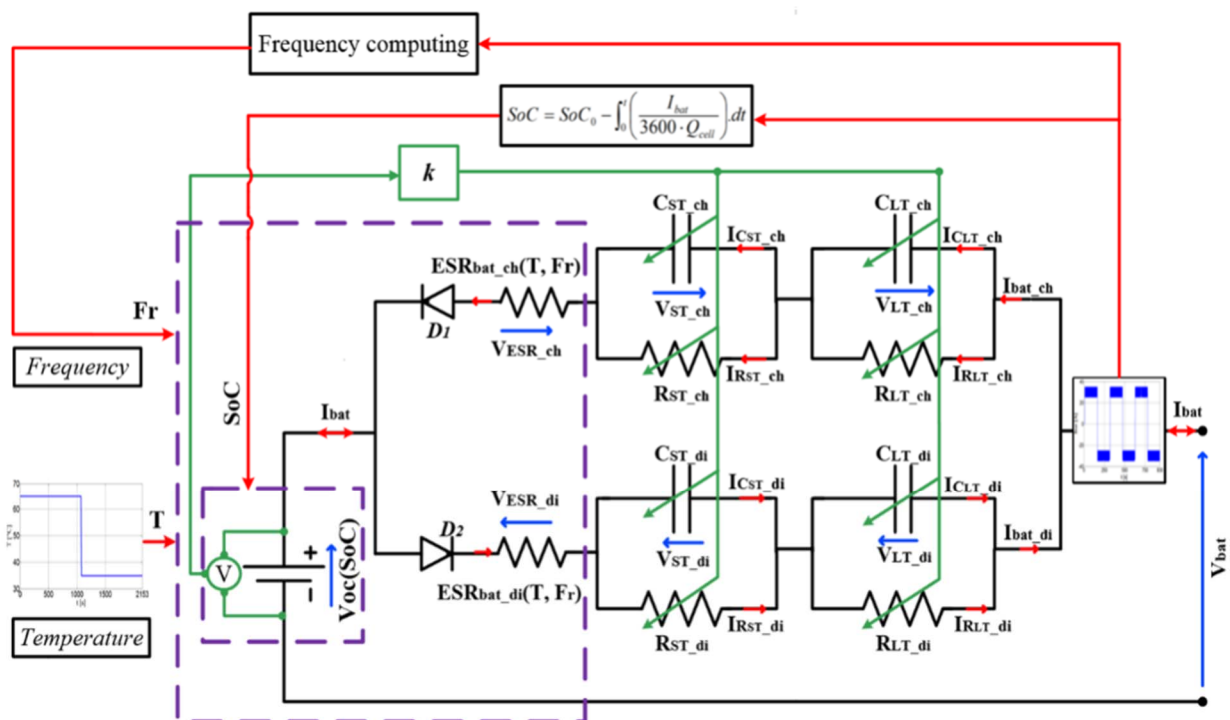


Figure. 5.10: Modèle proposé de la batterie LFP.

$$\left\{ \begin{array}{l} ESR_{bat} = \begin{cases} ESR_{bat\_ch}(T, F_r) & \text{if } I_{bat} < 0 \\ ESR_{bat\_di}(T, F_r) & \text{if } I_{bat} \geq 0 \end{cases} \\ V_{oc}(SoC) = \begin{cases} V_{oc\_ch}(SoC) & \text{if } I_{bat} < 0 \\ V_{oc\_di}(SoC) & \text{if } I_{bat} \geq 0 \end{cases} \\ \begin{cases} C_{xx} = k \cdot V_{oc}(SoC) \\ \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} V_{ST} \\ V_{LT} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{R_{ST} \cdot C_{ST}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{R_{LT} \cdot C_{LT}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ST} \\ V_{LT} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{C_{ST}} & 0 \\ \frac{1}{C_{LT}} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{bat} \\ 0 \end{bmatrix} \\ R_{xx} = \frac{\tau_{xx}}{C_{xx}} \end{cases} \\ V_{bat} = V_{oc}(SoC) + ESR_{bat}(T, F_r) \cdot I_{bat} + V_{ST} + V_{LT} \\ SoC = \begin{cases} SoC_0 - \int_0^t \left( \frac{I_{bat}}{3600 \cdot Q_{cell\_ch}} \right) \cdot dt & \text{if } I_{bat} > 0 \\ SoC_0 - \int_0^t \left( \frac{I_{bat}}{3600 \cdot Q_{cell\_di}} \right) \cdot dt & \text{if } I_{bat} < 0 \end{cases} \end{array} \right. \quad (5.7)$$

L'approche mathématique du modèle électrothermique à deux constantes de temps proposé est présenté par l'équation (5.7), où  $C_{xx}$  présente les capacités parallèles de la cellule;  $R_{xx}$  présente la résistance de polarisation de la cellule, avec  $xx = \{ST, LT\}$  et  $k = 9500$  Farad/V. Pour identifier la tension en circuit ouvert, quatre nouvelles cellules de batteries LFP de 100 Ah/3.8 V ont été testées en utilisant les méthodes décrites dans le chapitre 2 (section 2.5, sous-section 2.5.1).

L'expression de la tension en circuit ouvert de la batterie est bien détaillée dans le deuxième chapitre, section 2.5, sous-section 2.5.1 équations (2.9).

#### 5.4. Validation des modèles batteries et supercondensateurs proposés

Le but de cette partie est d'évaluer les performances dynamiques et thermiques des modèles proposés de batteries et de supercondensateurs en utilisant des contraintes électrothermiques (courant continu fluctuant combiné avec une température variable). L'algorithme des tests de validations repose sur le contrôle du courant et de la température avec une surveillance de la tension aux bornes des cellules grâce au logiciel de pilotage MITS-Pro. La Figure. 5.11 montre le principe globale de la stratégie que nous avons proposée pour les tests de cyclage, de caractérisation et de validation des modèles proposés avec prise en compte des contraintes des fluctuations du courant continu et de variations des températures.

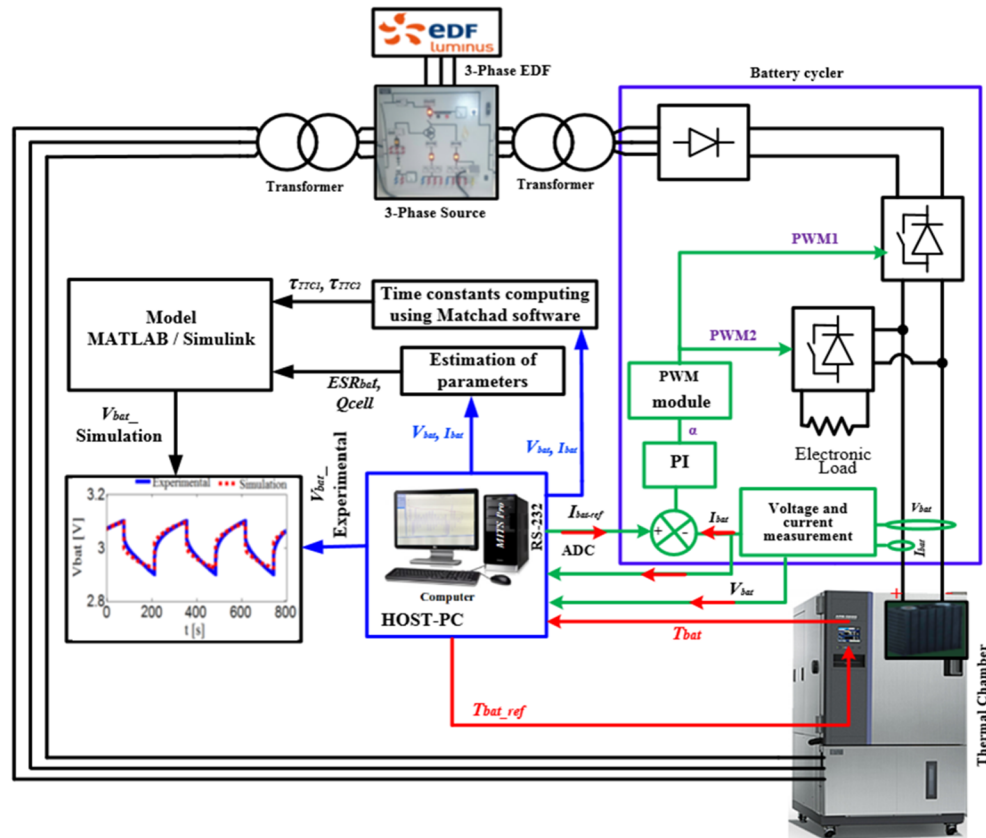


Figure. 5.11: Principe de tests expérimentaux basés sur le contrôle du courant, de la température et de la supervision de la tension de la batterie/supercondensateurs à l'aide du logiciel MITS-Pro.

### 5.4.1. Validation du modèle électrothermique de supercondensateurs

La validation du modèle électrothermique de supercondensateurs est effectuée à travers les opérations de charge/décharge d'une cellule de supercondensateurs en utilisant un courant continu fluctuant de 500 mHz avec des températures de 35 °C et 65 °C. La forme d'onde du courant continu et celle des températures sont respectivement présentées sur la Figure. 5.12 et la Figure. 5.13. Ces formes d'onde sont utilisées comme contraintes externes qui affectent les caractéristiques électriques de la cellule de supercondensateurs. La forme d'onde du courant continu pendant la charge/décharge à un taux d'ondulation d'environ 17 % par rapport au courant moyen de -30 A /+30 A. La Figure. 5.14 montre la tension aux bornes de la cellule de supercondensateurs obtenue à partir des tests expérimentaux et de simulations. Le résultat de simulations est proche de celui de l'expérimentation avec une erreur inférieure à 1 %. Par conséquent, le modèle proposé est satisfaisant pour prédire le comportement des cellules de supercondensateurs pendant les opérations de charge/décharge avec un courant continu fluctuant de 500 mHz et une température variable. Pour montrer les impacts de la température sur les performances du modèle de supercondensateurs, deux sections de la Figure. 5.14 ont été agrandies. Les sections agrandies sont présentées sur les Figures. 5.15 et 5.16. Ces courbes

montrent une bonne corrélation entre les simulations et les résultats expérimentaux quelle que soit la température entre 35 et 65 °C.

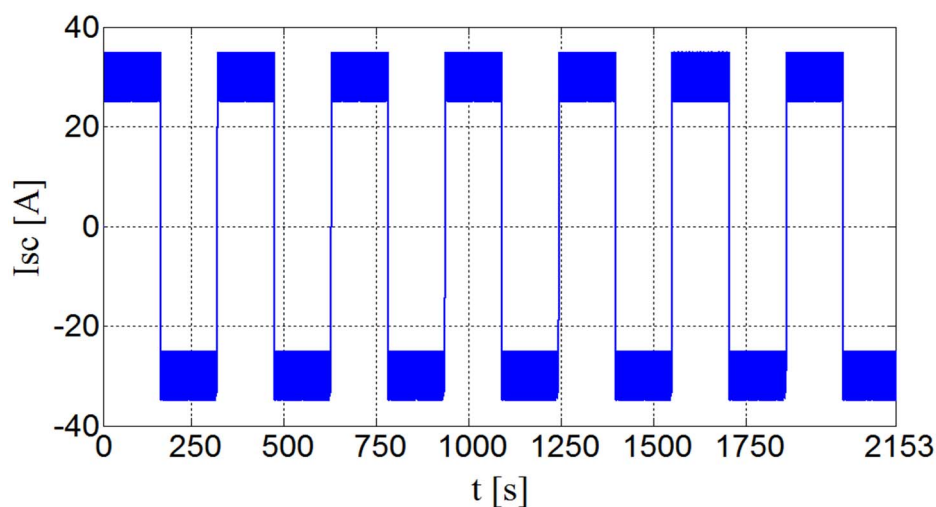


Figure. 5.12: Forme d'onde du courant de charge/décharge de la cellule de supercondensateurs avec une fréquence d'ondulation de 500 mHz.

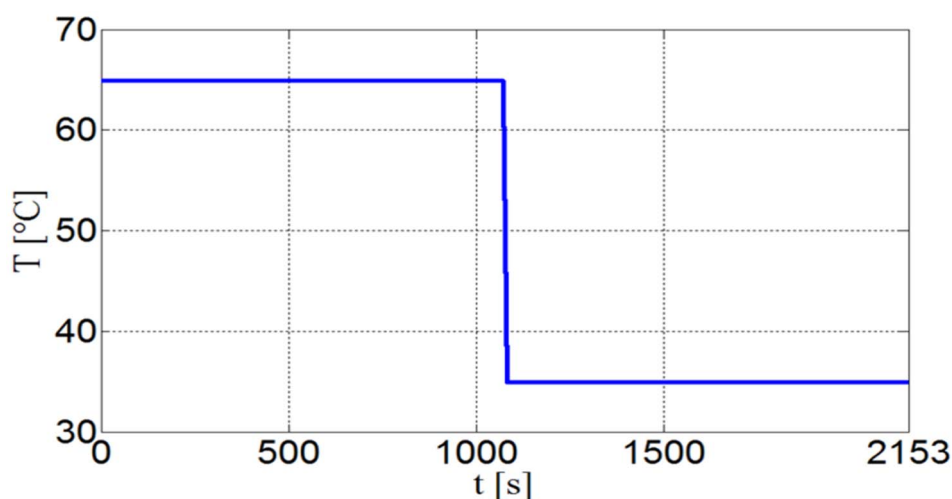


Figure. 5.13: Forme d'onde de la température de la chambre climatique appliquée à la cellule de supercondensateurs.

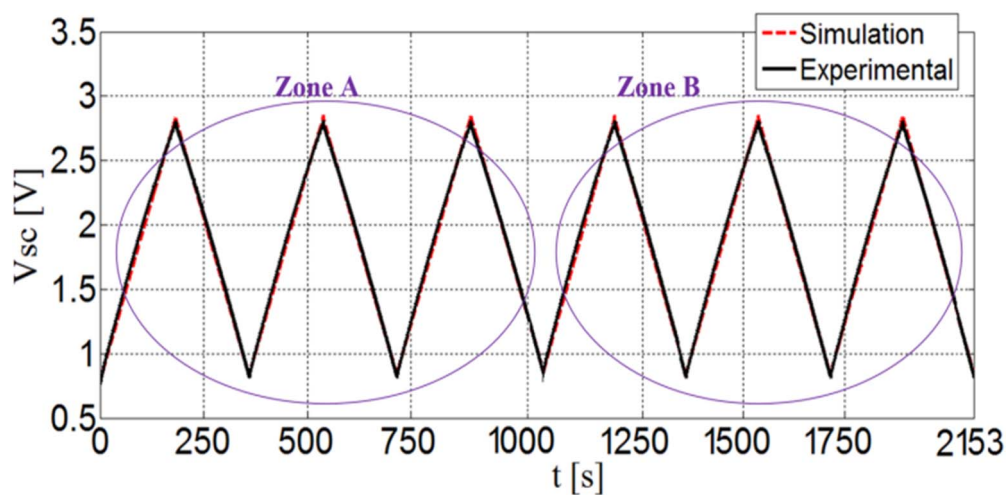


Figure. 5.14: Tension de la cellule de supercondensateurs obtenue à partir de tests de simulations et d'expérimentation pour 65 °C et 35 °C.

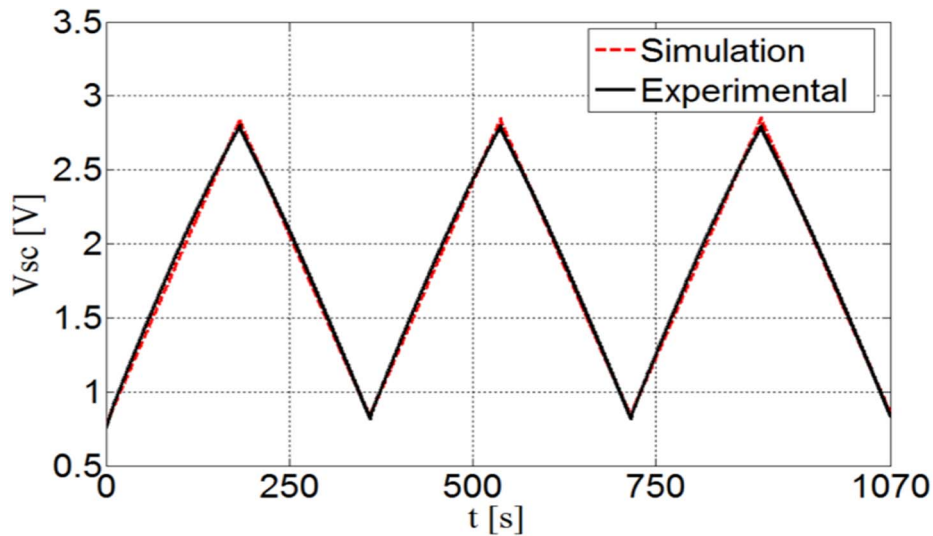


Figure. 5.15: Section zoomée de la zone A correspondant à 65 ° C.

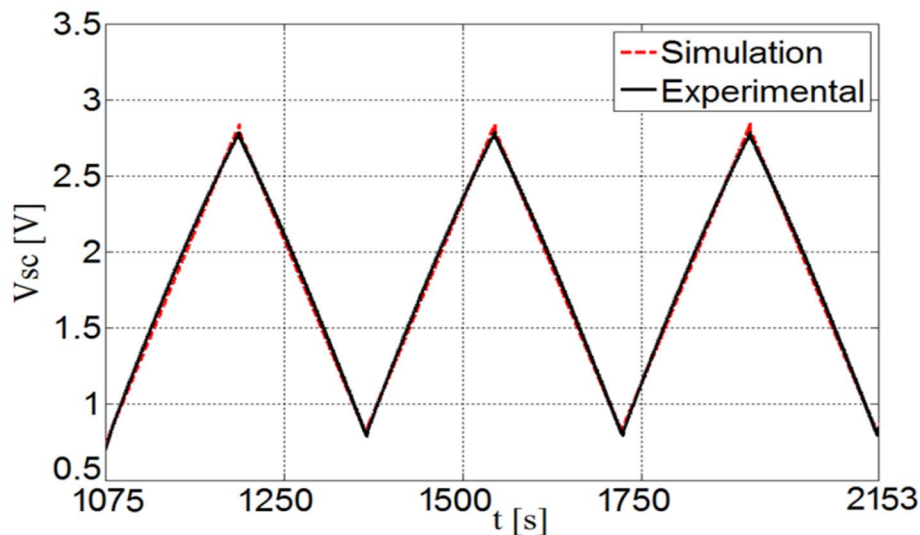


Figure. 5.16: Section zoomée de la zone B correspondant à 35 ° C.

#### 5.4.2. Validation du modèle électrothermique proposé pour les batteries LFP

Pour la validation du modèle de batteries LFP, nous avons procédé à des opérations de charge/décharge d'une cellule en utilisant des ondulations du courant continu de 500 mHz avec un échelon de température entre 20 °C et 50 °C. Les Figures. 5.17 et 5.18 montrent respectivement la forme d'onde du courant continu et celle de la température qui sont utilisées comme deux contraintes externes pour stresser la cellule de batteries LFP. Pendant les opérations de charge/décharge un courant continu moyen de  $\pm 20$  A est utilisé. Le taux d'ondulation du courant par rapport à sa moyenne est d'environ 17 %. La tension aux bornes de la cellule de batteries LFP obtenue à partir des tests expérimentaux et de simulations est présentée sur la Figure. 5.19. L'erreur entre le résultat de simulations et celui de l'expérimentation est inférieure à 1 %. Par conséquent, le modèle proposé est satisfaisant pour prédire le comportement des

batteries lithium-fer-phosphate ( $\text{LiFePO}_4$ ) pour des opérations de charge/décharge basées sur un courant continu fluctuant avec une température variable. Pour analyser l'impact de la température sur le temps de charge/décharge de la cellule LFP pour la même plage de tension de fonctionnement et pour la même forme d'onde de courant, nous avons agrandi deux sections de la Figure. 5.19. Les sections A et B permettent de montrer le temps de charge/décharge de la cellule de batterie LFP. La Figure. 5.20 illustre l'agrandissement de la section A correspondant à 20 °C qui montre 3 cycles de charge/décharge de la batterie pour une durée de 800 s. L'agrandissement de la section B correspondant à 50 °C montre 2 cycles de charge/décharge de la batterie pour une durée de  $1600 - 800 = 800$  s est illustré par la Figure. 5.21. En d'autres termes, les performances de la batterie LFP est meilleure à 50 °C par rapport à celle de 20 °C.

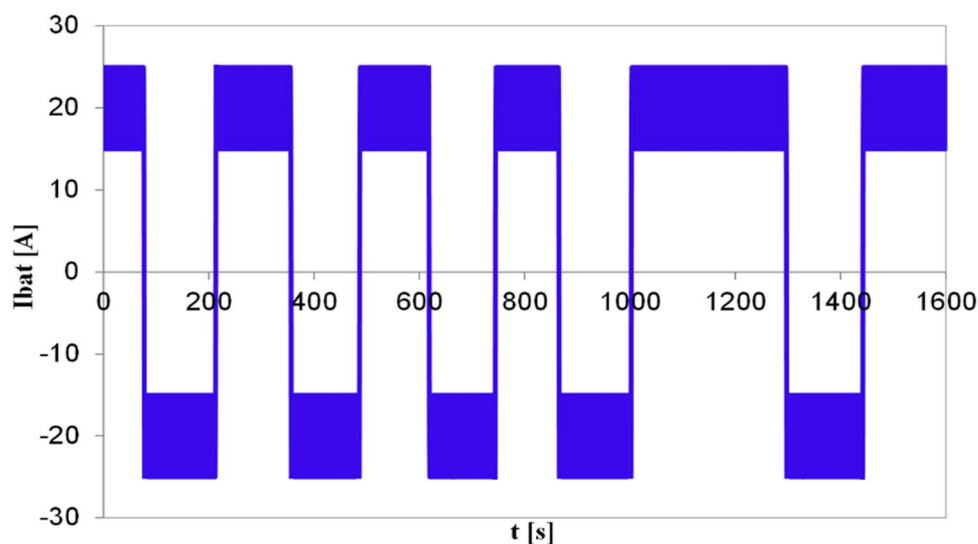


Figure. 5.17: Profil du courant de charge/décharge de la batterie avec une ondulation de fréquence de 500 mHz.

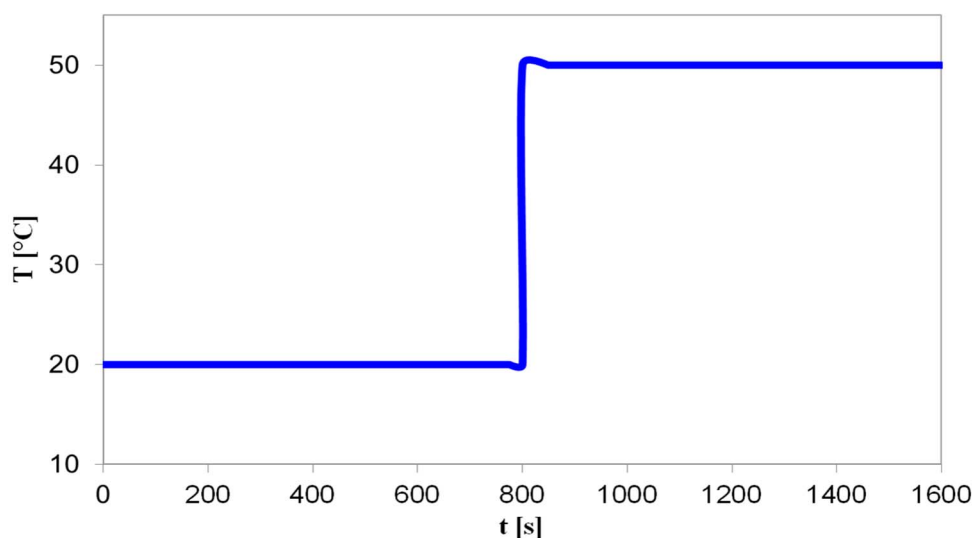


Figure. 5.18: Consigne de température de l'enceinte climatique.

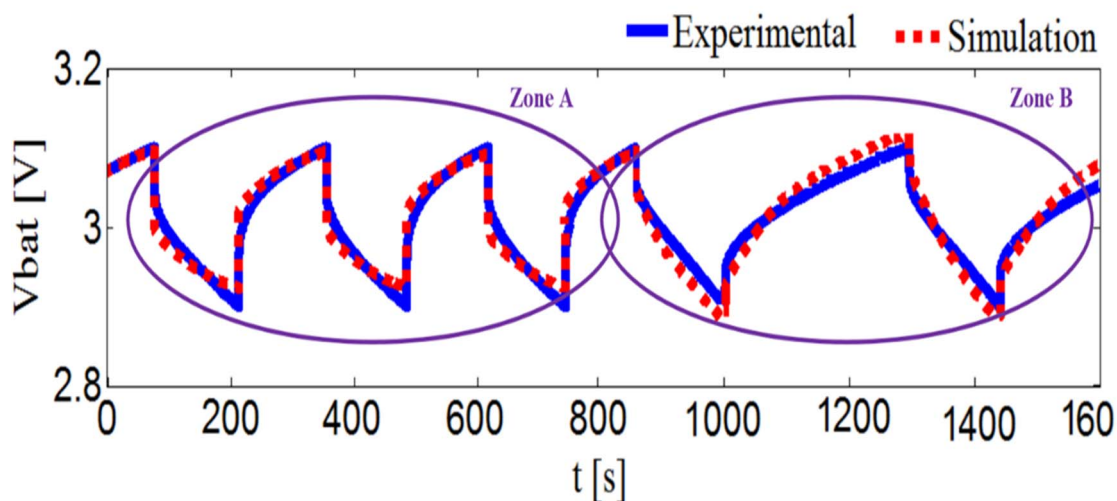


Figure. 5.19: Tension de la cellule de batteries obtenue à partir des simulations et des essais expérimentaux à 20 °C et 50 °C.

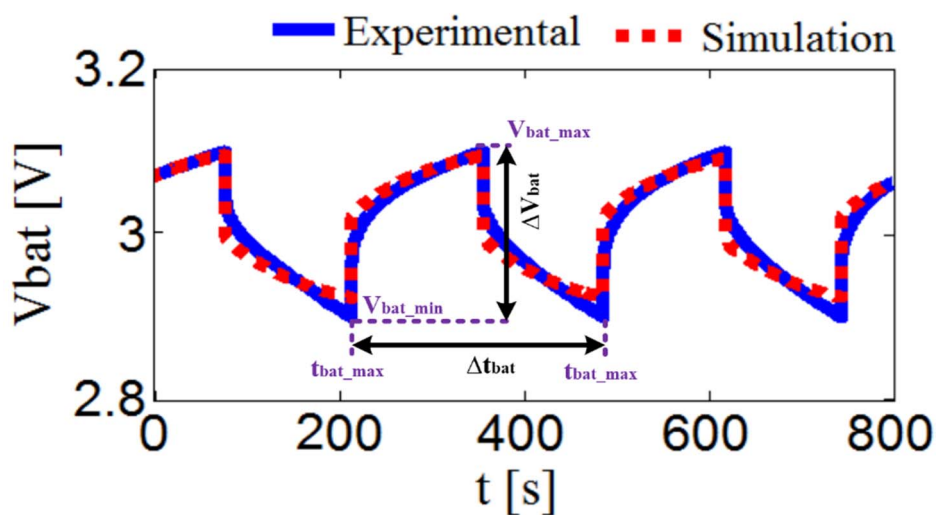


Figure. 5.20: Section zoomée de la zone A correspondant à 20 °C.

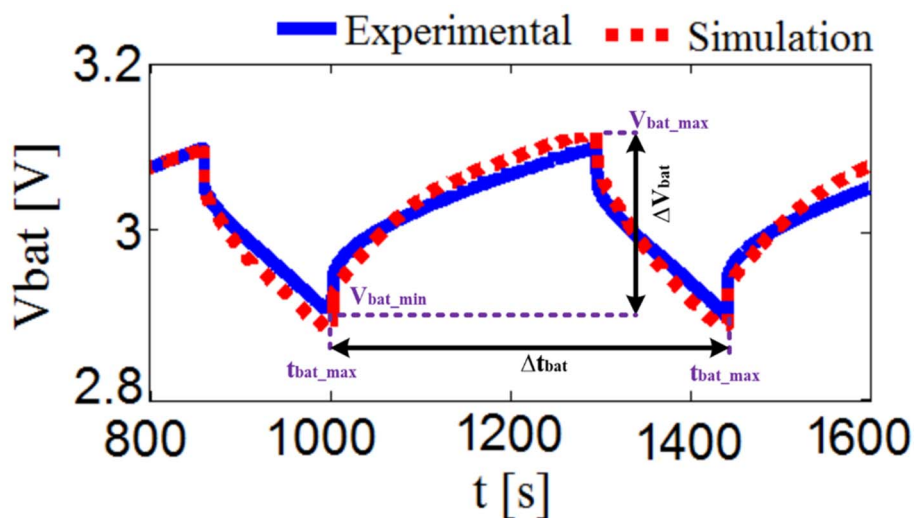


Figure. 5.21: Section zoomée de la zone B correspondant à 50 °C.

### 5.5. Conclusions

Dans ce chapitre, les impacts de la température et de la fréquence des ondulations du courant continu sur les résistances et capacités des batteries lithium-fer-phosphate /supercondensateurs sont évalués. Les résultats obtenus montrent que les résistances et les capacités des batteries/supercondensateurs peuvent être affectées par la température et la fréquence des ondulations du courant continu. Si le stress électrique est combiné au stress thermique, les résistances des batteries augmentent lorsque la fréquence des ondulations du courant continu augmente et la température diminue. Contrairement à l'évolution des résistances, les capacités des batteries augmentent lorsque la fréquence des ondulations du courant continu et la température de la chambre climatique augmentent en même temps. Par contre, les résistances des supercondensateurs baissent lorsque la fréquence des ondulations du courant continu et la température augmentent. Ainsi, les capacités des supercondensateurs augmentent lorsque la fréquence des ondulations du courant continu et la température de la chambre climatique augmentent également. Les expressions des valeurs moyennes des résistances et des capacités sont obtenues à partir d'algorithme d'interpolation appliqué aux données provenant des quatre échantillons de batteries/supercondensateurs et les équations résultantes sont implémentées dans le modèle pour les simulations du système. Les tensions obtenues aux bornes des batteries/supercondensateurs à partir des modèles sont proches des tensions mesurées sur les cellules de batteries/supercondensateurs. La précision obtenue est satisfaisante avec une erreur inférieure à 1 %. Par conséquent, les modèles proposés sont satisfaisants pour refléter le phénomène de vieillissement des batteries/supercondensateurs dû aux opérations de charge/décharge avec des courants continus fluctuants combinés à une température variable.

---



## Conclusions générales



Ce travail de thèse a été consacré à la recherche d'une solution d'amélioration de la qualité énergétique des systèmes multi-sources avec une mise en œuvre d'une plateforme de caractérisation et de conversion d'énergie dédiée aux applications des énergies renouvelables et de transports. Pour atteindre les objectifs fixés, un état de l'art a été effectué sur les caractéristiques des sources et les problématiques susceptibles d'être rencontrées dans l'étude des systèmes multi-sources dédiés aux applications de transport et aux systèmes de production d'énergie décentralisée. Nous avons présenté les différentes technologies de stockage d'énergie électriques candidates pour les systèmes multi-sources. Parmi lesquelles, nous avons choisi les supercondensateurs et les batteries lithium-fer-phosphate. La modélisation comportementale des supercondensateurs et des batteries en utilisant l'approche temporelle est proposée. Cette approche présente l'avantage d'être générique, car elle peut être utilisée non seulement pour caractériser une cellule, mais aussi pour caractériser des modules ayant des tensions élevées. En plus, elle permet de caractériser les supercondensateurs et les batteries dans des conditions proches de celles des applications réelles. La validation des modèles de supercondensateurs et de batteries montre une bonne concordance entre les résultats d'expérimentation et ceux des simulations, avec une erreur qui ne dépasse pas 1 %.

La gestion d'énergie à bord du bateau électrique hybride en utilisant l'approche fréquentielle a permis de réduire les impacts des variations de la demande de puissance pour le générateur diesel sans connaître préalablement le profil du courant de la charge, car la demande énergétique du bateau change fréquemment dans les applications réelles. En plus, l'approche fréquentielle a permis de dimensionner le dispositif de stockage d'énergie à partir de la composante haute fréquence pour les supercondensateurs et de la composante moyenne fréquence pour les batteries, ce qui permet de réduire la capacité des batteries et des supercondensateurs en taille raisonnable adaptée aux fluctuations de la charge. Les résultats de simulations et d'expérimentation montrent que la méthode proposée est intéressante pour le contrôle de la puissance transitoire, où les sources d'alimentation ne sont pas identiques en termes des performances dynamiques.

Pour intégrer l'aspect de vieillissement des batteries et des supercondensateurs dans l'approche de la gestion d'énergie, la caractérisation des cellules sous contraintes électrothermiques est proposée. Les impacts de la température, de la fréquence des ondulations du courant continu, du nombre de cycles et de l'état de charge sur les résistances et les capacités des batteries et des supercondensateurs sont évalués. Les évolutions des valeurs moyennes des résistances et des capacités des cellules batteries/supercondensateurs en fonction des contraintes thermiques et électriques sont illustrées. Les données expérimentales collectées ont permis

d'établir des modèles de supercondensateurs et de batteries dédiés aux systèmes multi-sources incluant des éoliennes et hydroliennes. Les modèles développés présentent une précision de l'ordre de 99 % par rapport aux résultats expérimentaux. Ils permettent de décrire le phénomène de vieillissement des batteries LFP/supercondensateurs dû aux opérations de charge/décharge avec un courant continu fluctuant combiné à une température variable.

En termes de perspectives, nous envisageons d'intégrer les modèles multi-physiques des batteries/supercondensateurs proposés dans la gestion d'énergie multi-source du projet PREDIRE. Une plateforme expérimentale avec l'environnement temps réel à cœur « RT-Lab » est déjà mise en place pour le développement des stratégies de gestion d'énergie.

---



## **Annexes**



## Datasheet Batteries LFP

# Sinopoly

<http://www.sinopolybattery.com>

HK Head Office

Tel: (852) 3104 2803

Fax: (852) 2877 0628

E-mail: sales@sinopolybattery.com

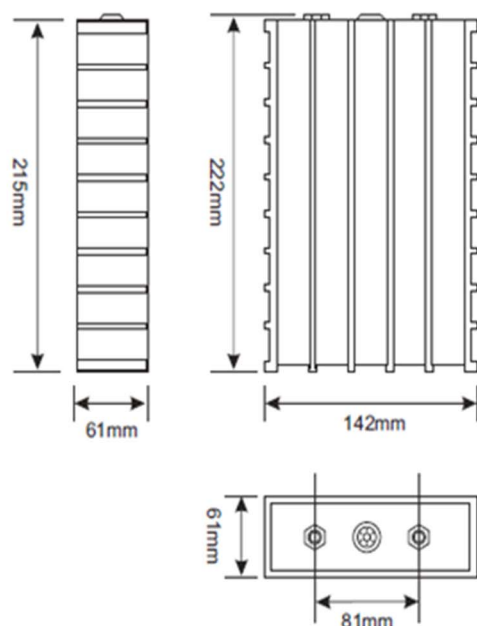
## 中聚锂电池性能说明

## SINOPOLY LITHIUM ION BATTERY SPECIFICATIONS

### 单体电池尺寸 DIMENSIONS



型号(MODEL):SP-LFP100AHA



### 技术参数 SPECIFICATION

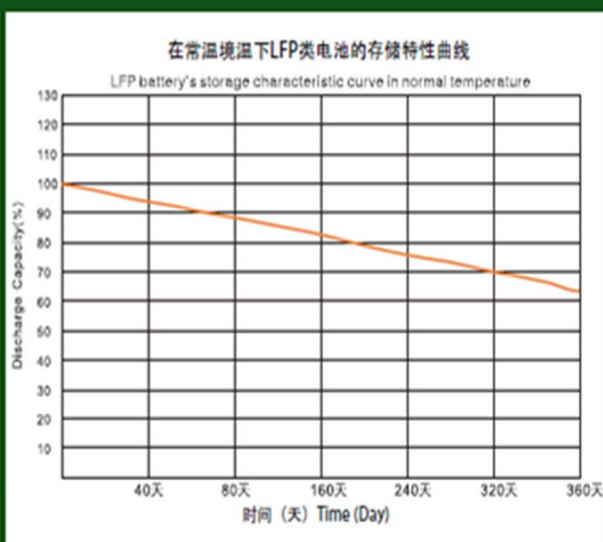
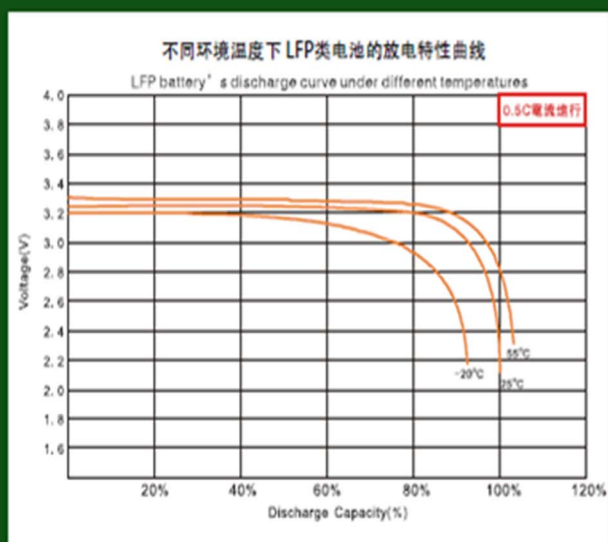
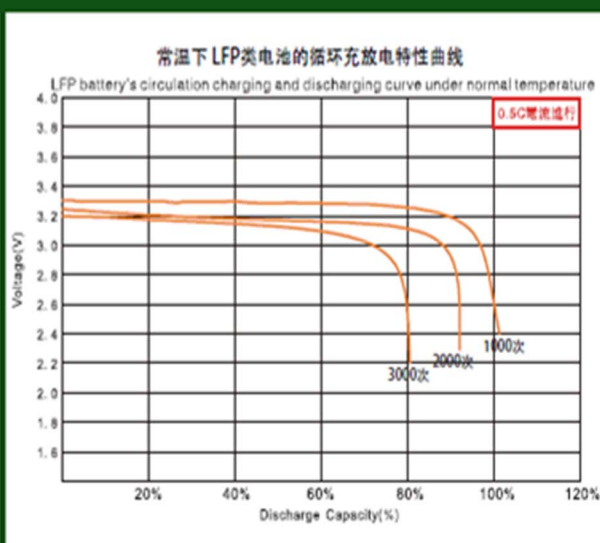
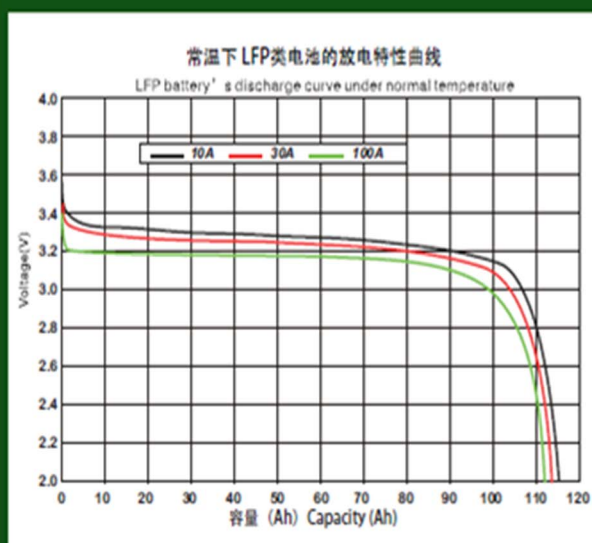
型号(MODEL):SP-LFP100AHA

|                             |                           |
|-----------------------------|---------------------------|
| 标称容量<br>Nominal Capacity    | 100Ah, 320Wh              |
| 标称电压<br>Nominal Voltage     | 3.2V                      |
| 循环寿命<br>Life Cycles         | 80% DOD $\geq 2000$ Times |
|                             | 70% DOD $\geq 3000$ Times |
| 自放电率<br>Self-discharge Rate | $\leq 3\%$                |
| 重量<br>Weight                | 3.13 $\pm$ 0.1kg          |

|                                          | 充电<br>Charge<br>(模式 Mode: cc-cv) | 放电<br>Discharge |
|------------------------------------------|----------------------------------|-----------------|
| 截止电压<br>Cut-Off Voltage                  | 3.8V                             | 2.8V            |
| 标准电流<br>Standard Current                 | 0.3C, 30A                        | 0.3C, 30A       |
| 最大恒电流<br>Max Constant Current            | 3C, 300A                         | 3C, 300A        |
| 最大脉冲电流(10秒)<br>Max Impulse Current (10s) | 3C, 300A                         | 5C, 500A        |
| 工作温度<br>Operating Temperature            | 0°C ~ +70°C                      | -20°C ~ +70°C   |

# SP-LFP100AHA型电池的充放电特性

## SP-LFP100AHA CHARGE & DISCHARGE CHART



## Datasheet Supercondensateurs

## DATASHEET K2 SERIES ULTRACAPACITORS

## FEATURES AND BENEFITS

- Highest power performance available
- Lowest RC time constant
- Over 1,000,000 duty cycles
- Proprietary material science and packaging technology
- Threaded terminal or weldable posts

## TYPICAL APPLICATIONS

- Automotive subsystems
- Grid Stabilization
- Hybrid drive trains
- Rail system power
- Transportation
- Utility vehicles



## PRODUCT SPECIFICATIONS

| ELECTRICAL                                                                   | BCAP0650                | BCAP1200                | BCAP1500                | BCAP2000                | BCAP3000                |
|------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Rated Capacitance <sup>1</sup>                                               | 650 F                   | 1,200 F                 | 1,500 F                 | 2,000 F                 | 3,000 F                 |
| Minimum Capacitance, initial <sup>1</sup>                                    | 650 F                   | 1,200 F                 | 1,500 F                 | 2,000 F                 | 3,000 F                 |
| Maximum ESR $\rho_c$ initial <sup>1</sup>                                    | 0.8 mΩ                  | 0.58 mΩ                 | 0.47 mΩ                 | 0.35 mΩ                 | 0.29 mΩ                 |
| Rated Voltage                                                                | 2.70 V                  | 2.70 V                  | 2.70 V                  | 2.70 V                  | 2.70 V                  |
| Absolute Maximum Voltage <sup>11</sup>                                       | 2.85 V                  | 2.85 V                  | 2.85 V                  | 2.85 V                  | 2.85 V                  |
| Maximum Continuous Current<br>( $\Delta T = 15^\circ\text{C}$ ) <sup>2</sup> | 54 A <sub>RMS</sub>     | 70 A <sub>RMS</sub>     | 84 A <sub>RMS</sub>     | 110 A <sub>RMS</sub>    | 130 A <sub>RMS</sub>    |
| Maximum Continuous Current<br>( $\Delta T = 40^\circ\text{C}$ ) <sup>2</sup> | 88 A <sub>RMS</sub>     | 110 A <sub>RMS</sub>    | 140 A <sub>RMS</sub>    | 170 A <sub>RMS</sub>    | 210 A <sub>RMS</sub>    |
| Maximum Peak Current,<br>1 second (non repetitive) <sup>3</sup>              | 600 A                   | 1,000 A                 | 1,200 A                 | 1,600 A                 | 2,200 A                 |
| Leakage Current, maximum <sup>4</sup>                                        | 1.5 mA                  | 2.7 mA                  | 3.0 mA                  | 4.2 mA                  | 5.2 mA                  |
| TEMPERATURE                                                                  |                         |                         |                         |                         |                         |
| Operating temperature range<br>(Cell case temperature)                       |                         |                         |                         |                         |                         |
| Minimum                                                                      | -40°C                   | -40°C                   | -40°C                   | -40°C                   | -40°C                   |
| Maximum                                                                      | 65°C                    | 65°C                    | 65°C                    | 65°C                    | 65°C                    |
| Storage temperature range<br>(Stored uncharged)                              |                         |                         |                         |                         |                         |
| Minimum                                                                      | -40°C                   | -40°C                   | -40°C                   | -40°C                   | -40°C                   |
| Maximum                                                                      | 70°C                    | 70°C                    | 70°C                    | 70°C                    | 70°C                    |
| PHYSICAL                                                                     |                         |                         |                         |                         |                         |
| Mass, typical                                                                | 160 g                   | 260 g                   | 280 g                   | 360 g                   | 510 g                   |
| Terminals                                                                    | Threaded or<br>Weldable | Threaded or<br>Weldable | Threaded or<br>Weldable | Threaded or<br>Weldable | Threaded or<br>Weldable |
| Maximum Terminal Torque (K04)                                                | 14 Nm                   | 14 Nm                   | 14 Nm                   | 14 Nm                   | 14 Nm                   |

## DATASHEET K2 SERIES ULTRACAPACITORS

### PRODUCT SPECIFICATIONS (Cont'd)

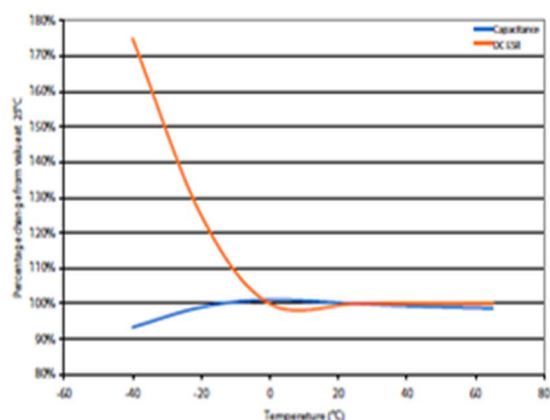
| PHYSICAL (Cont'd)                                                                                                               | BCAP0650              | BCAP1200              | BCAP1500              | BCAP2000              | BCAP3000              |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Vibration                                                                                                                       | ISO 16750-3, Table 14 | ISO 16750-3, Table 14 | ISO 16750-3, Table 14 | ISO 16750-3, Table 14 | ISO 16750-3, Table 14 |
| Shock                                                                                                                           | SAE J2464             | SAE J2464             | SAE J2464             | SAE J2464             | SAE J2464             |
| POWER & ENERGY                                                                                                                  |                       |                       |                       |                       |                       |
| Usable Specific Power, $P_d^5$                                                                                                  | 6,800 W/kg            | 5,800 W/kg            | 6,600 W/kg            | 6,900 W/kg            | 5,900 W/kg            |
| Impedance Match Specific Power, $P_{max}^6$                                                                                     | 14,000 W/kg           | 12,000 W/kg           | 14,000 W/kg           | 14,000 W/kg           | 12,000 W/kg           |
| Specific Energy, $E_{max}^7$                                                                                                    | 4.1 Wh/kg             | 4.7 Wh/kg             | 5.4 Wh/kg             | 5.6 Wh/kg             | 6.0 Wh/kg             |
| Stored Energy <sup>8</sup>                                                                                                      | 0.66 Wh               | 1.22 Wh               | 1.52 Wh               | 2.03 Wh               | 3.04 Wh               |
| LIFE                                                                                                                            |                       |                       |                       |                       |                       |
| High Temperature <sup>1</sup><br>(at Rated Voltage & Maximum Operating Temperature)                                             | 1,500 hours           | 1,500 hours           | 1,500 hours           | 1,500 hours           | 1,500 hours           |
| Capacitance Change<br>(% decrease from minimum initial value)                                                                   | 20%                   | 20%                   | 20%                   | 20%                   | 20%                   |
| ESR Change<br>(% increase from maximum initial value)                                                                           | 100%                  | 100%                  | 100%                  | 100%                  | 100%                  |
| Room Temperature <sup>1</sup><br>(at Rated Voltage & 25°C)                                                                      | 10 years              | 10 years              | 10 years              | 10 years              | 10 years              |
| Capacitance Change<br>(% decrease from minimum initial value)                                                                   | 20%                   | 20%                   | 20%                   | 20%                   | 20%                   |
| ESR Change<br>(% increase from maximum initial value)                                                                           | 100%                  | 100%                  | 100%                  | 100%                  | 100%                  |
| Cycle Life <sup>1,9</sup>                                                                                                       | 1,000,000 cycles      | 1,000,000 cycles      | 1,000,000 cycles      | 1,000,000 cycles      | 1,000,000 cycles      |
| Capacitance Change<br>(% decrease from minimum initial value)                                                                   | 20%                   | 20%                   | 20%                   | 20%                   | 20%                   |
| ESR Change<br>(% increase from maximum initial value)                                                                           | 100%                  | 100%                  | 100%                  | 100%                  | 100%                  |
| Test Current                                                                                                                    | 65 A                  | 100 A                 | 100 A                 | 100 A                 | 100 A                 |
| Shelf Life <sup>1,10</sup><br>(Stored uncharged up to a maximum storage temperature)                                            | 2 years               | 2 years               | 2 years               | 2 years               | 2 years               |
| SAFETY                                                                                                                          |                       |                       |                       |                       |                       |
| Short Circuit Current, typical<br>(Current possible with short circuit from rated voltage. Do not use as an operating current.) | 3,400 A               | 4,700 A               | 5,700 A               | 7,700 A               | 9,300 A               |
| Certifications                                                                                                                  | RoHS, UL810a          | RoHS, UL810a          | RoHS, UL810a          | RoHS, UL810a          | RoHS, UL810a          |

## DATASHEET K2 SERIES ULTRACAPACITORS

## TYPICAL CHARACTERISTICS

| THERMAL CHARACTERISTICS                                                      | BCAP0650 | BCAP1200 | BCAP1500 | BCAP2000 | BCAP3000 |
|------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Thermal Resistance (R <sub>th</sub> , Case to Ambient), typical <sup>2</sup> | 6.5°C/W  | 5.3°C/W  | 4.5°C/W  | 3.8°C/W  | 3.2°C/W  |
| Thermal Capacitance (C <sub>th</sub> ), typical <sup>2</sup>                 | 190 J/°C | 300 J/°C | 320 J/°C | 410 J/°C | 600 J/°C |

## ESR AND CAPACITANCE VS TEMPERATURE



## NOTES

1. Capacitance and ESR<sub>DC</sub> measured at 25°C per Document Number 1007239 available at [www.maxwell.com](http://www.maxwell.com).
2. Per Maxwell Document 1007239 available at [www.maxwell.com](http://www.maxwell.com).
3. Maximum Peak current (1 sec) =  $\frac{\frac{1}{2} CV}{C \times ESR_{DC} + 1}$
4. After 72 hours at 25°C and rated voltage. Initial leakage current can be higher.
5. Per IEC 62391-2,  $P_d = \frac{0.12V^2}{ESR_{DC} \times \text{mass}}$
6.  $P_{max} = \frac{V^2}{4 \times ESR_{DC} \times \text{mass}}$
7.  $E_{max} = \frac{\frac{1}{2} CV^2}{3,600 \times \text{mass}}$
8.  $E_{stored} = \frac{\frac{1}{2} CV^2}{3,600}$
9. Cycle per Document Number 1007239 available at [www.maxwell.com](http://www.maxwell.com).
10. No more than 10% decrease in capacitance from minimum initial capacitance or 50% increase in ESR from maximum initial ESR.
11. Absolute maximum voltage non repeated, not to exceed 1 second.

## MOUNTING RECOMMENDATIONS

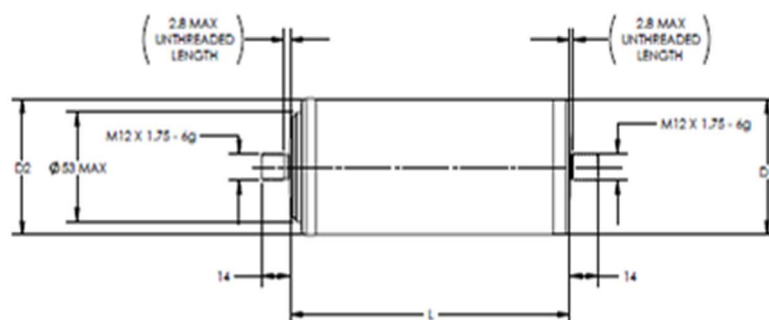
Do not reverse polarity. Please refer to document number 1016419, available at [maxwell.com](http://maxwell.com) for welding recommendations.

## MARKINGS

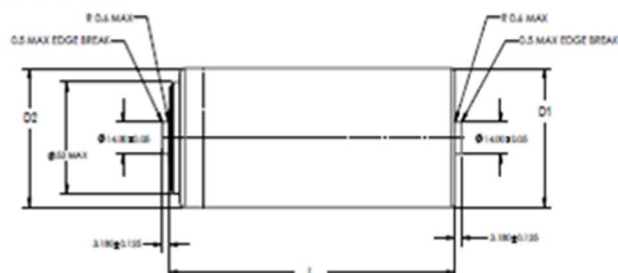
Products are marked with the following information: Rated capacitance, rated voltage, product number, name of manufacturer, positive terminal, warning marking, serial number.

# DATASHEET K2 SERIES ULTRACAPACITORS

## BCAPxxxx P270 K04



## BCAPxxxx P270 K05



| Part Description     | Dimensions (mm) |             |             | Package Quantity |
|----------------------|-----------------|-------------|-------------|------------------|
|                      | L (±0.3mm)      | D1 (±0.2mm) | D2 (±0.7mm) |                  |
| BCAP0650 P270 K04/05 | 51.5            | 60.4        | 60.7        | 30               |
| BCAP1200 P270 K04/05 | 74              | 60.4        | 60.7        | 30               |
| BCAP1500 P270 K04/05 | 85              | 60.4        | 60.7        | 30               |
| BCAP2000 P270 K04/05 | 102             | 60.4        | 60.7        | 15               |
| BCAP3000 P270 K04/05 | 138             | 60.4        | 60.7        | 15               |

Product dimensions are for reference only unless otherwise identified. Product dimensions and specifications may change without notice. Please contact Maxwell Technologies directly for any technical specifications critical to application. All products featured on this datasheet are covered by the following U.S. patents and their respective foreign counterparts: 7511941, 7492574, 7307830, 6.842.330, 6.631.074, 6.804.108, 6.813.139, 7.352.558, 7.295.423, 7.090.946, 7.508.651, 7.492.571, 7.342.770, 6.643.119, 7.384.433, 7.147.674, 7.317.609, 7.495.349, 7.102.877.



Maxwell Technologies, Inc.  
Global Headquarters  
5271 Viewridge Court, Suite 100  
San Diego, CA 92123  
USA  
Tel: +1 858 503 3300  
Fax: +1 858 503 3301



Maxwell Technologies SA  
CH-1728 Rossens  
Switzerland  
Tel: +41 (0)26 411 85 00  
Fax: +41 (0)26 411 85 05



Maxwell Technologies, GmbH  
Brucker Strasse 21  
D-82205 Gilching  
Germany  
Tel: +49 (0)8105 24 16 16  
Fax: +49 (0)8105 24 16 19



Maxwell Technologies, Inc.  
Shanghai Representative Office  
13E, CR Times Square  
500 Zhangyang Road, Pudong  
Shanghai 200122, P.R. China  
Tel: +86 21 5836 8780  
Fax: +86 21 5836 8790

### C.1. Méthode d'identification des paramètres des batteries LFP

Pour résoudre le système d'équations non linéaire pour l'identification des constantes de temps présenté par l'équation 2.12 au chapitre 2 (section 2.5, sous-section 2.5.3), un système d'équation (logiciel Mathcad) est utilisé comme détaillé par l'équation C.1. Les constantes de temps ( $\tau_{ST}$ ,  $\tau_{LT}$ ) et  $k_v$  sont calculées à partir des données expérimentales basées sur une batterie lithium-fer-phosphate (LiFePO4) d'une capacité nominale de 100 Ah et une tension nominale de 3.2 V.

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \tau_{ST} := 12 \\
 \tau_{LT} := 114 \\
 k_v := 1 \\
 \text{soit} \\
 0.031349182 = |0.063648463| \cdot \left\{ k_v \cdot e^{\left(\frac{-17.29976069}{\tau_{ST}}\right)} + (1 - k_v) \cdot e^{\left(\frac{-17.29976069}{\tau_{LT}}\right)} \right\} \\
 0.012349844 = |0.063648463| \cdot \left\{ k_v \cdot e^{\left(\frac{-77.93396091}{\tau_{ST}}\right)} + (1 - k_v) \cdot e^{\left(\frac{-77.93396091}{\tau_{LT}}\right)} \right\} \\
 0.005699873 = |0.063648463| \cdot \left\{ k_v \cdot e^{\left(\frac{-218.3585171}{\tau_{ST}}\right)} + (1 - k_v) \cdot e^{\left(\frac{-218.3585171}{\tau_{LT}}\right)} \right\} \\
 \\
 \text{vec} := \text{Trouver}(\tau_{ST}, \tau_{LT}, k_v) \\
 \text{vec} = \begin{pmatrix} 8 \\ 160 \\ 0.712 \end{pmatrix}
 \end{array} \right. \quad (C.1)$$

## D.1. Profil de mission du Bateau Electrique Hybride

Pour améliorer les lois de la gestion d'énergie, la prise en compte des informations sur le trajet est essentielle. L'utilisation des informations sur le trafic (ou plus particulièrement le fleuve) est une méthode très judicieuse pour définir plusieurs lois de commande adaptées à chaque environnement. La Figure. D.1 présente le profil de la charge du bateau électrique hybride utilisé. Généralement la charge du bateau électrique hybride dispose de cinq niveaux tels que :

- A : Le niveau de consommation le plus élevé qui correspond au comportement d'accélération à pleine vitesse;
- B : Correspond à la navigation normale ;
- C : Correspond à la navigation à vitesse réduite;
- D : Correspond aux opérations portuaires de chargement et de déchargement des marchandises;
- E : Correspond au mode de veille, par exemple, lorsque le bateau attend des signaux de passage.

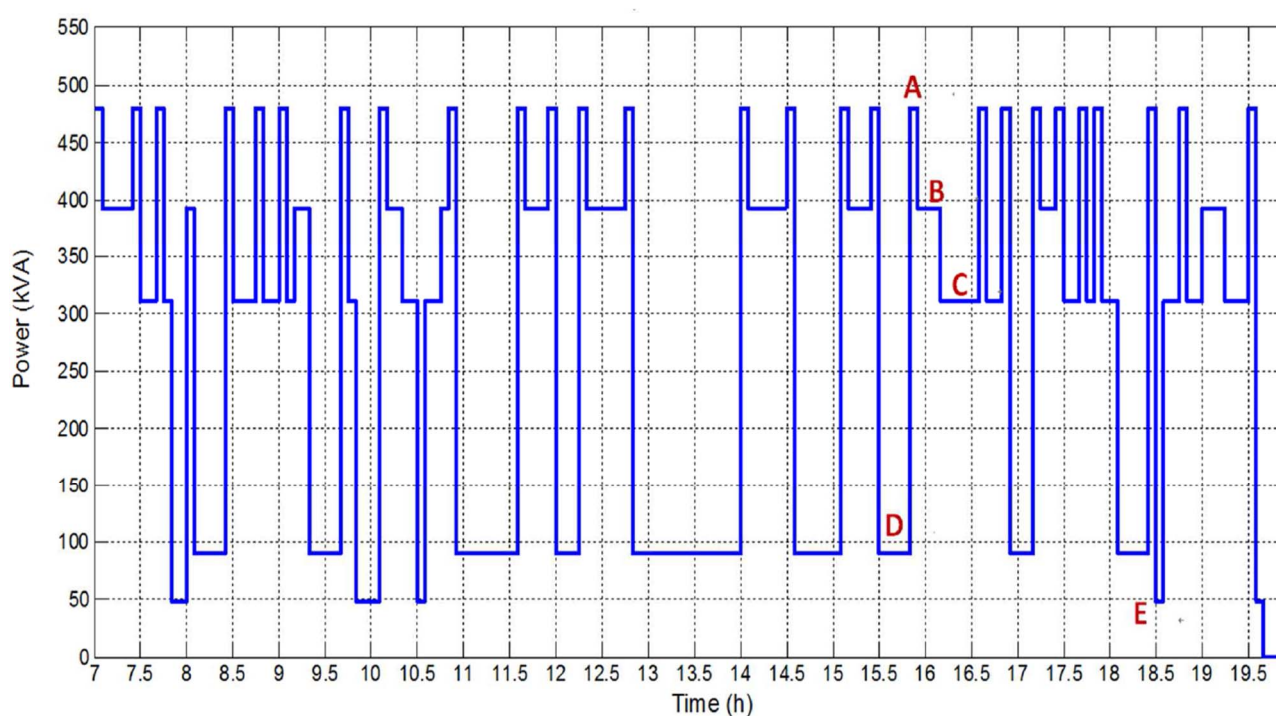


Figure. D.1: Profil de la charge du bateau électrique hybride (EHB).

## E.1. Durée de vie des supercondensateurs

La durée de vie est définie par le nombre de cycle ( $N_b C_y$ ) de la cellule depuis sa première utilisation dans l'application, jusqu'à ce qu'un des critères de fin de vie soit atteint. Les deux paramètres nécessaires pour vérifier les critères de fin de vie des supercondensateurs sont : la capacité ( $C$ ) et la résistance série équivalente ( $ESR$ ). Les critères définis par le fabricant Maxwell [56] sont :

- Une réduction de la capacité de 20 %;
- Une augmentation de la résistance série équivalente de 100 %.

Dans cette étude la détermination de la durée de vie des supercondensateurs est estimé par rapport à certaine condition à savoir la température de l'environnement (22 °C) et le niveau de la tension exploitée pour la procédure de charge/décharge ( $V_{max}=2.7$  V et  $V_{min}=0.78 \cdot V_{max}$ ). Les 1000000 de cycles estimés par Maxwell ne garantissent pas la durée de vie des cellules ou des modules, car elle dépend des conditions de fonctionnement et de la capacité de mesure.

La procédure que nous avons mis en œuvre pour déterminer la durée de vie estimée qu'est limité à une réduction de la capacité de 20 % par rapport à la capacité initiale est la suivante :

- Mesure de la capacité nominal ( $C_N$ ) de supercondensateurs à température ambiante ( $C_N=3090$  F);
- Calcule de la valeur du critère de fin de vie:  $C_{Limit} = 80\% \cdot C_N$ ;
- Mesure de la capacité de supercondensateurs à  $N_b C_{y1}$  ( $C_1$ );
- Attendre une période prédéfinie ( $\Delta N_b C_y$ );
- Mesure de la capacité de supercondensateurs à  $N_b C_{y2}$  ( $C_2$ );
- Calcule de la durée de vie estimée en nombre de cycle ( $ECD_c$ ) basée sur  $C_{Limit}$ ,  $C_1$ ,  $\Delta N_b C_y$  et  $C_2$  présenté dans l'équation (E.1).

$$EDC_c = \frac{\Delta N_b C_y \cdot (C_2 - C_{Limit})}{C_1 - C_2} \quad (E.1)$$

$$ECD_c = 87600 \text{ Cycle.}$$

Même procédure a été mise en œuvre pour déterminer la durée de vie estimée qui est limitée à une réduction de la résistance série équivalente ( $ESR$ ) de 100 % par rapport à la résistance nominal : - Mesure de la résistance nominal de supercondensateurs à température ambiante ( $ESR_N=0.215341$  mΩ); - Calcule de la valeur du critère de fin de vie :  $ESR_{Limit} = 200\% \cdot ESR_N$ ; - Mesure de la résistance série équivalente de supercondensateurs à  $N_b C_{yt}$  ( $ESR_t$ );

- Attendre une période prédéfinie ( $\Delta N_b C_y$ ); - Mesure de la résistance série équivalente de supercondensateurs à  $N_b C_y_2$  ( $ESR_2$ ); - Calcul de la durée de vie estimée en nombre de cycle ( $ECD_{ESR}$ ) basée sur  $ESR_{Limit}$ ,  $ESR_1$ ,  $\Delta N_b C_y$  et  $ESR_2$ , présenté dans l'équation (E. 2). La Figure. E.1 et la Figure. E.2 présentent respectivement l'évolution de la capacité et de la résistance série équivalente de supercondensateurs en fonction de nombre de cycle.

$$EDC_{ESR} = \frac{\Delta N_b C_y \cdot (ESR_2 - ESR_{Limit})}{ESR_1 - ESR_2} \quad (E.2)$$

$ECD_{ESR} = 126000$  Cycle.

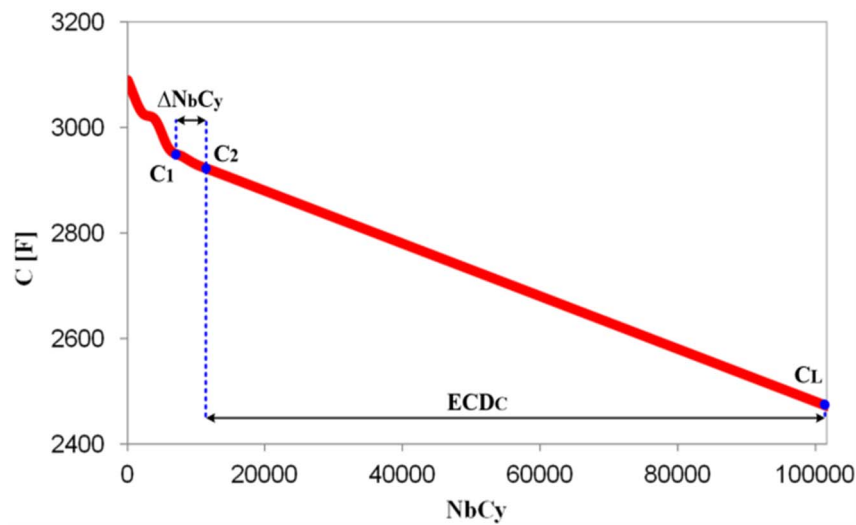


Figure. E.1 : Evolution de la capacité de supercondensateurs en fonction de nombre de cycle.

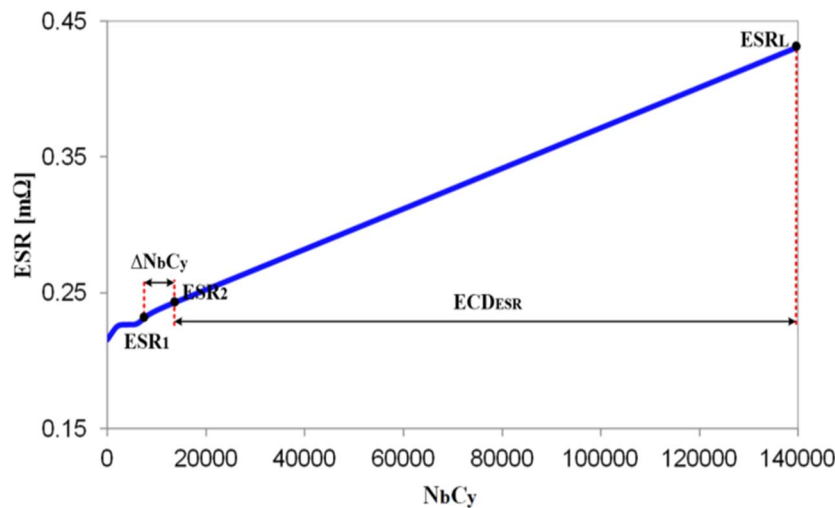


Figure. E.2: Evolution de la résistance série équivalente de supercondensateurs en fonction de nombre de cycle.

### F.1. Évaluation de la performance dynamique du modèle batteries à deux constantes de temps en utilisant les courants continus fluctuants du système de conversion de l'énergie éolienne/ hydrolienne

Le but de cette sous-section est d'évaluer la performance dynamique du modèle de batteries LFP en utilisant un courant continu fluctuant tel que celui du système de conversion d'énergie éolienne/hydrolienne. Pour réduire le coût du banc d'essai expérimental, l'étude est réalisée à l'échelle réduite. Le taux de réduction pour l'application éolienne est fixé à 12800 et celui de l'hydrolienne à 23000. Pour faire les essais expérimentaux avec la plate-forme de caractérisation des batteries, l'éolienne et la turbine sont émulées dans l'environnement MITS-Pro comme illustré dans la Figure F.1. Cette approche est basée sur l'équation (F.1), où  $u_{wt,Tr}$  présente la vitesse du vent ou celle du courant de marée en [m /s] et  $V_{bat}$  présente la tension aux bornes de la cellule batterie LFP. Cette équation est obtenue à partir de la conservation de puissance entre la turbine éolienne/hydrolienne et la batterie reliée au bus continu, sans charge externe et sans perte de puissance dans le système de conversion d'énergie (turbine-alternateur et convertisseur AC/DC). Pour évaluer le comportement dynamique de la batterie pour les opérations de charge et de décharge, un paramètre  $k_0$  est introduit dans l'équation (F.1). Ce paramètre correspond au signe du courant de la batterie lithium-fer-phosphate qu'est négatif pour l'opération de charge et positif pour les opérations de décharge.

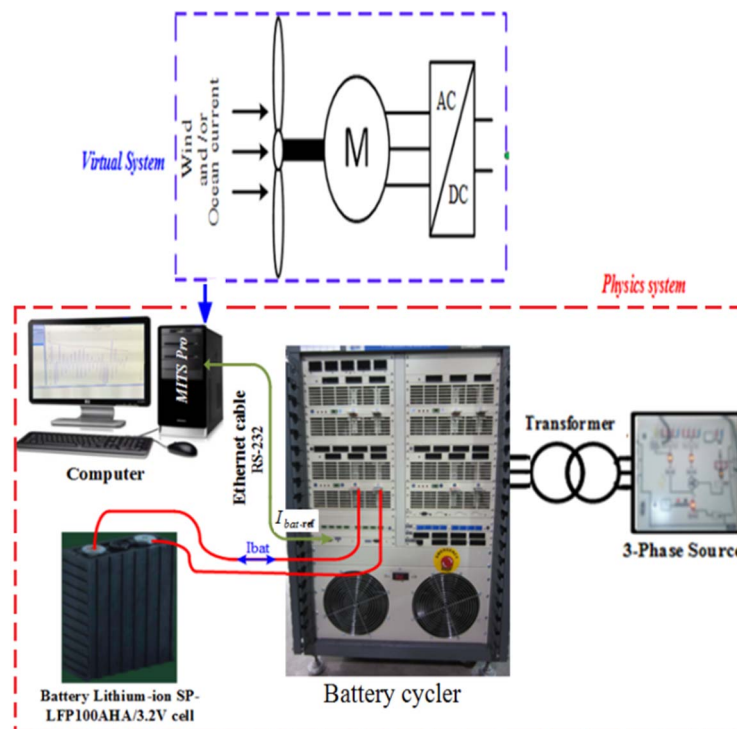


Figure. F.1: Processus d'essais expérimentaux utilisant des courants continus fluctuants provenant du système de conversion d'énergie éolienne/hydrolienne.

$$\begin{cases} I_{bat\_ref} \approx \frac{1}{2} \cdot k_0 \cdot \rho_{Wt,Tt} \cdot C_{p_{max}} \cdot \frac{v_{Wt,Tt}^3}{V_{bat}} \\ k_0 \approx \pm 1 \end{cases} \quad (F.1)$$

Le profil utilisé de la vitesse du vent est présenté sur la Figure F.2, et celui du courant de marée est extrait d'un travail antérieur consacré à la conversion et à la gestion d'énergie marémotrice [111]. Les profils du courant résultants obtenus à partir de l'équation (F.1) sur la base du vent et des applications hydroliennes sont utilisés comme courants de référence pour le cycleur des batteries. Ces références sont chargées dans l'algorithme de contrôle développé en utilisant l'environnement MITS-Pro pour la programmation du cycleur des batteries. L'objectif est de charger et de décharger la cellule de la batterie LFP avec un profil du courant continu fluctuant correspondant à la dynamique de la conversion du vent et des énergies marémotrices. Pour évaluer les performances dynamiques du modèle à deux constantes de temps basé sur le profil du courant continu fluctuant adapté aux applications éoliennes, la référence du courant de la batterie estimée à partir de l'équation (F.1) est injectée dans le système MITS-Pro comme illustré sur la Figure. F.1. Le courant mesuré de la batterie LFP correspondant aux opérations de charge et de décharge est représenté sur la Figure. F.3. Ce courant présente une valeur moyenne absolue de 60 A pour chaque cycle de charge ou de décharge. La Figure. F.4 présente les résultats expérimentaux et de simulations du modèle de la batterie LFP. Cette figure montre que le modèle proposé est adapté à la dynamique du système de conversion de l'énergie éolienne. L'erreur maximale estimée entre les résultats expérimentaux et simulations est d'environ 1.2 %, ce qui est satisfaisant pour un modèle dédié à l'émulation du comportement du système multi-sources. En d'autres termes, les résultats de simulations présente une erreur maximale inférieure à 0.0832 V par rapport aux résultats de tests expérimentaux basés sur le profil du courant de l'éolienne. La référence du courant de la batterie estimée à partir de l'équation (F.1) avec la vitesse du courant de la marée  $v_{Tt}$  est injectée dans l'environnement MITS-Pro. Les résultats du contrôle du courant de la batterie LFP correspondant aux opérations de charge et de décharge est représentés sur la Figure. F.5. Ce courant présente également une valeur moyenne absolue de 20 A pour chaque cycle de charge ou de décharge. La Figure. F.6. présente la tension mesurée de la cellule batterie LFP par rapport aux résultats de simulations obtenus avec un profil du courant continu fluctuant adapté aux applications hydroliennes. Les simulations et les résultats expérimentaux permettent de conclure que le modèle proposé est également adapté à la dynamique du système de conversion de l'énergie hydrolienne. L'erreur maximale entre les résultats de simulations et les

résultats expérimentaux est d'environ 1 %, ce qu'est une bonne performance pour un modèle dédié à l'émulation du comportement du système multi-sources. Autrement dit, les résultats de simulations présentent une erreur maximale inférieure à 0.0315 V par rapport aux résultats de tests expérimentaux basé sur le profil du courant de la turbine marémotrice.

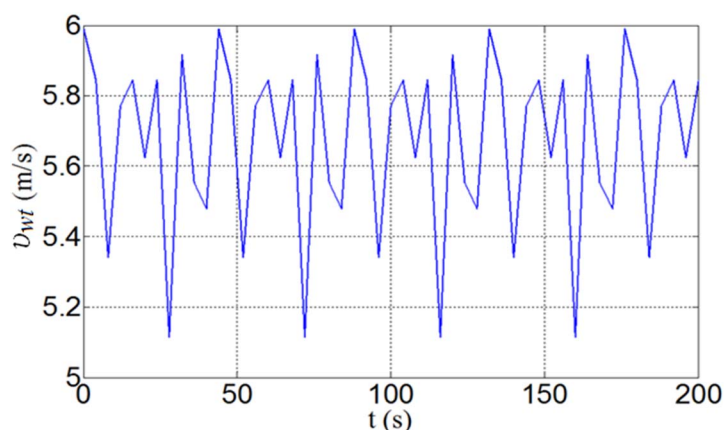


Figure. F.2: Profil de la vitesse de l'éolienne.

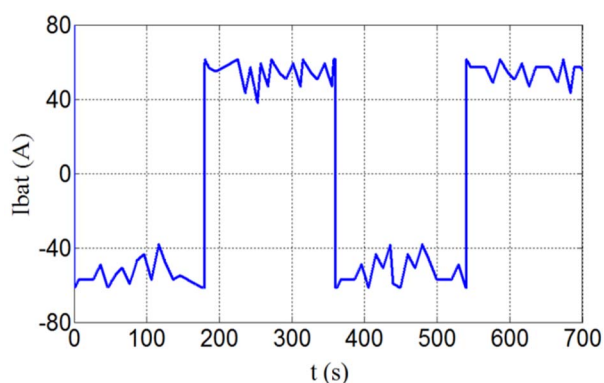


Figure. F.3: Profil du courant de la batterie basé sur les applications des éoliennes.

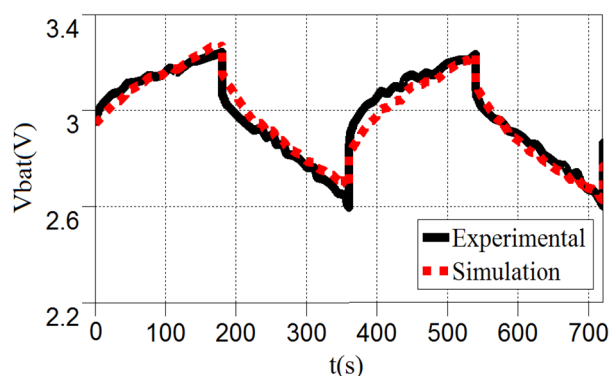


Figure. F.4: Résultats expérimentaux et simulations de la tension de la batterie avec un profil du courant basé sur les applications éoliennes.

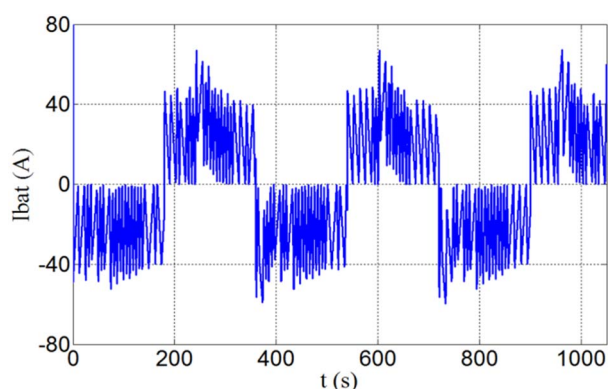


Figure. F.5 : Profil du courant de la batterie basé sur les applications hydroliennes.

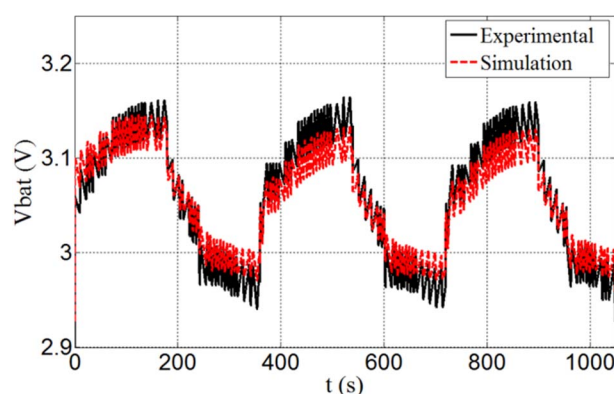


Figure. F.6 : Résultats expérimentaux et simulations de la tension de la batterie avec un profil du courant basé sur les applications hydrolienne.

## G.1. Programme fitting des batteries LHP

### ✓ Charge

- **Résistance en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température**

$F_r = [0.05 \ 0.1 \ 0.2 \ 0.3 \ 0.4 \ 0.5]$

$T = [10 \ 20 \ 30 \ 40 \ 50 \ 60 \ 70 \ 80].'$

$ESR_{bat\_ch}(Fr,T)=[0.0016 \ 0.0010 \ 0.00081 \ 0.000688 \ 0.000689 \ 0.00075 \ 0.000807 \ 0.000914;0.002481$   
 $0.001768 \ 0.001388 \ 0.001210 \ 0.001163 \ 0.001198 \ 0.001388 \ 0.001887;0.003537 \ 0.003418 \ 0.002302$   
 $0.002195 \ 0.001163 \ 0.002041 \ 0.002042 \ 0.0020416;0.002385 \ 0.003441 \ 0.002658 \ 0.002492 \ 0.00216$   
 $0.002112 \ 0.002089 \ 0.002124;0.003893 \ 0.003727 \ 0.002611 \ 0.002528 \ 0.002314 \ 0.002101 \ 0.002124$   
 $0.00216;0.003965 \ 0.003038 \ 0.002634 \ 0.002468 \ 0.002338 \ 0.002184 \ 0.002207 \ 0.002195];$

$sftool(Fr,T, ESR_{bat\_ch}(Fr,T))$

- **Capacité en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température**

$F_r = [0.05 \ 0.1 \ 0.2 \ 0.3 \ 0.4 \ 0.5]$

$T = [10 \ 20 \ 30 \ 40 \ 50 \ 60 \ 70 \ 80].'$

$Q_{cell\_ch}(Fr,T)= [79.1057 \ 80.0144 \ 81.03528 \ 82.0690 \ 82.9282 \ 83.5506 \ 84.1135 \ 84.230155 ; 80.1957$   
 $81.7144 \ 82.3528 \ 83.0690 \ 83.09282 \ 84.5506 \ 85.3135 \ 85.890155; 81.13 \ 81.4437 \ 82.08968 \ 83.3620$   
 $83.7317 \ 84.2296 \ 85.017536 \ 85.90797; 82.016 \ 82.89 \ 83.3053 \ 84.05729 \ 84.61351 \ 85.0970 \ 85.3294$   
 $85.4123365; 82.973 \ 83.981 \ 84.065 \ 84.094 \ 85.10874 \ 85.74888 \ 86.0269 \ 86.923091; 83.3433 \ 83.82$   
 $84.0257 \ 84.132 \ 85.08709 \ 86.017877 \ 86.8065 \ 87.177806];$

$sftool(Fr,T, Q_{cell\_ch}(Fr,T))$

### ✓ Décharge

- **Résistance en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température**

$F_r = [0.05 \ 0.1 \ 0.2 \ 0.3 \ 0.4 \ 0.5]$

$T = [10 \ 20 \ 30 \ 40 \ 50 \ 60 \ 70 \ 80].'$

$ESR_{bat\_di}(Fr,T) = [0.001406 \ 0.0009997 \ 0.000781 \ 0.000697 \ 0.000684 \ 0.000733 \ 0.000781$   
 $0.000901;0.00193 \ 0.00168 \ 0.00134 \ 0.00120 \ 0.00115 \ 0.00117 \ 0.00135 \ 0.00183;0.00275 \ 0.00241$   
 $0.0022 \ 0.00211 \ 0.00115 \ 0.001985 \ 0.002 \ 0.00199;0.00272 \ 0.00258 \ 0.00239 \ 0.00226 \ 0.00212$   
 $0.00206 \ 0.00204 \ 0.00205;0.00292 \ 0.00261 \ 0.00383 \ 0.00231 \ 0.00222 \ 0.00206 \ 0.002067$   
 $0.00210;0.003 \ 0.00268 \ 0.00247 \ 0.00232 \ 0.00222 \ 0.00212 \ 0.00213 \ 0.00212]$

$sftool(Fr,T, ESR_{bat\_di}(Fr,T))$

- **Capacité en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température**

$F_r = [0.05 \ 0.1 \ 0.2 \ 0.3 \ 0.4 \ 0.5]$

$T = [10 \ 20 \ 30 \ 40 \ 50 \ 60 \ 70 \ 80].'$

$Q_{\text{cell\_di}}(F_r, T) = [79.2157 \ 80.1244 \ 81.23528 \ 82.1690 \ 82.8382 \ 83.6606 \ 84.2235 \ 84.310155 ; 80.2357$   
 $81.8244 \ 82.6628 \ 83.1690 \ 83.26282 \ 84.4406 \ 85.1135 \ 85.760155; 81.21 \ 81.5537 \ 82.1268 \ 83.0720$   
 $83.8517 \ 84.1196 \ 85.307536 \ 85.90797; 82.116 \ 82.79 \ 83.1053 \ 83.95729 \ 84.21351 \ 84.970 \ 85.5494$   
 $85.6123365; 82.773 \ 83.781 \ 84.165 \ 84.194 \ 85.30874 \ 85.94888 \ 86.2269 \ 86.923091; 83.3033 \ 83.7$   
 $84.0257 \ 84.32 \ 85.8709 \ 86.217877 \ 86.9165 \ 87.377806] ;$

$\text{sftool}(F_r, T, Q_{\text{cell\_di}}(F_r, T))$

## G.2. Programme fitting des supercondensateurs

### ✓ Charge/ Décharge

- **Résistance en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température**

$F_r = [0.1 \ 0.33 \ 0.5]$

$T = [-40 \ -25 \ -10 \ 5 \ 20 \ 35 \ 50 \ 65].'$

$\text{ESR} (F_r, T) = [0.00542 \ 0.00161 \ 0.000967 \ 0.000867 \ 0.000413 \ 0.000489 \ 0.000437$   
 $0.000299; 0.00198 \ 0.00174 \ 0.00148 \ 0.00100 \ 0.00104 \ 0.000769 \ 0.000584 \ 0.000367; 0.00187 \ 0.00183$   
 $0.00166 \ 0.000915 \ 0.000885 \ 0.000686 \ 0.000606 \ 0.000347]$

$\text{sftool}(F_r, T, \text{ESR} (F_r, T))$

- **Capacité en fonction de la fréquence des ondulations du courant continu et de la température**

$F_r = [0.1 \ 0.33 \ 0.5]$

$T = [-40 \ -25 \ -10 \ 5 \ 20 \ 35 \ 50 \ 65].'$

$C (F_r, T) = [253.126 \ 853.126 \ 994.963 \ 1085.501 \ 1931.413 \ 1495.304 \ 1630.043 \ 2351.233; 945.012$   
 $646.711 \ 683.707 \ 929.676 \ 796.718 \ 890.520 \ 1252.159 \ 2023.143; 813.459 \ 617.125 \ 596.034 \ 1013.293$   
 $971.245 \ 1170.085 \ 1250.507 \ 2143.258]$

$\text{sftool}(F_r, T, C(F_r, T))$



---



## Références



- [1] K. Bellache, M.B. Camara, and B. Dakyo, "Transient Power Control for Diesel- generator assistance in Electric Boat Applications using Supercapacitors and Batteries, ", IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, Vol. 6, pp. 416 - 428, March, 2018.
- [2] A. Tani, M.B. Camara, and B. Dakyo, "Energy Management in the Decentralized Generation Systems Based on Renewable Energy—Ultracapacitors and Battery to Compensate the Wind/Load Power Fluctuations," IEEE Trans. on Industry Applications, Vol.51, No.8, pp. 1817-1827, April. 2015.
- [3] M.B. Camara, H. Gualous, F. Gustin, A. Berthon and B.Dakyo, "DC/DC converters design for Supercapacitors and Battery Power management in Hybrid Vehicle Applications- Polynomial Control Strategy", IEEE Transaction on Industrial Electronics, vol.57, no.2, pp. 587 - 597, Feb.2010.
- [4] X. Hu, R. Xiong, B. Egardt, "Model-Based Dynamic Power Assessment of Lithium-Ion Batteries Considering Different Operating Conditions", IEEE Trans. On Industrial Informatics, Vo.10, pp. 1948 - 1959, 2014.
- [5] S. Liu, J. Jiang, W. Shi, Z. Ma, L. Y. Wang, H. Guo, "Butler-Volmer Equation Based Electrical Model for High-Power Lithium Titanate Batteries Used in Electric Vehicles", IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol : 62, pp. 7557 - 7568, 2015.
- [6] D. Gandolfo, A. Brandao, D. Patino, M. Molina, "Dynamic model of lithium polymer battery Load resistor method for electric parameters identification", Journal of the Energy Institute, Vol. 88, pp: 470-479, November. 2015.
- [7] E. M. G. Rodrigues, R. Godina, G. J. Osório, J. M. Lujano-Rojas, J. C. O. Matias, J. P. S. Catalão, "Comparison of Battery Models for Energy Storage Applications on Insular Grids", IEEE Power Engineering Conference (AUPEC), pp. 1 - 6, 2015.
- [8] H. Wang, M. Tahan, T. Hu, "Effects of rest time on equivalent circuit model for a li-ion battery", IEEE. American Control Conference (ACC), pp. 3101 - 3106, 2016.
- [9] D. Yang, C. Lu, G. Qi, "An Improved Electric Model with Online Parameters Correction for Large Li-Ion Battery Packs", International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol. 5, no. 3, June 2013.
- [10] Nassim Rizoug, Patrick Bartholomeus, and Philippe Le Moigne, "Study of the Ageing Process of a supercapacitor Module Using Direct Method of Characterization," IEEE Trans. On Energy Conversion, Vo.27, No.2, pp. 220 - 228, June 2012.
- [11] M. Abdou Tankari, G. Lefebvre, K. Bellache, M. Bailo Camara, B. Dakyo, "Supercapacitor lifetime estimation based on Rainflow Cycle Counting Method," IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), pp. 1- 6, December. 2015.

- [12] Benyahia N, Denoun H, Zaouia M, Tamalouzt S, Bouheraoua M, Benamrouche N, Rekioua T, Haddad S, "Characterization and Control of Supercapacitors Bank for Stand-Alone Photovoltaic Energy, "Energy Procedia, Vol.42, pp. 539-548, 2013.
- [13] Y. Parvini, J. B. Siegel, A. G. Stefanopoulou, and A. Vahidi, "Supercapacitor Electrical and Thermal Modeling, Identification, and Validation for a Wide Range of Temperature and Power Applications,"IEEE Trans. on Industrial Electronics, vol. 63, pp. 1574 - 1585, 2016.
- [14] N. Devillers, S. Jemei, M-C. Péra, D. Bienaimé, F. Gustin, " Review of characterization methods for supercapacitor modelling, " Journal of Power Sources, Vo. 246, pp. 596-608, January 2014.
- [15] Y. Fuyuan, L. Languang, Y. Yuping, Y. He, "Characterization, Analysis and Modeling of an Ultracapacitor," World Electric Vehicle Journal, Vol. 4, pp. 000358, Nov, 2010.
- [16] W. Koczara, G. Iwanski, and N. Brown B. Kaminski, M. Cirstea, "Power distribution in res-diesel autonomous power system with doubly fed induction generator for reduction of fuel consumption". 11th Int. Conf. Optimization of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM, Brasov, pp. 339-344, 2008.
- [17] W. Koczara, Z. Chlodnicki, N. Al-Khayat, and Brown N. L., " Energy management and power flow of decoupled generation system for power conditioning of renewable energy sources," 13<sup>th</sup> International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE-PEMC 2008), 2008.
- [18] D.H. Wang, C.V. Nayar, and C. Wang, "Modeling of Stand-alone Variable Speed Diesel Generator using Doubly-Fed Induction Generator", IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, 16-18 Jun, 2010, HeFei, P.R. China.
- [19] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, " Wind Energy Handbook," John Wiley & Sons, Chichester, 2001 (Chapter 2).
- [20] J. Apt, " The spectrum of power from wind turbines," Journal on Power Sources, vol.169, pp. 369-374, 2007.
- [21] Yih-Huei Wan, " Wind power plant behaviors, analyses of long-term wind power data," National Renewable Energy Laboratory, NREL TP - 500 - 36551, Sept. 2004.
- [22] W. Li and G. Joos, "A power electronic interface for a battery supercapacitors hybrid energy storage system for wind applications," IEEE Int. Conference PESC Proceeding, pages 1762-1768, 2008.
- [23] N.H. Reich, W.G.J.H.M. van Sark, A.H.M.E. Reinders, and H. de Wit, "Using cad software to simulate pv energy yield, predicting the charge yield of solar cells incorporated into a PV

- powered consumer product under 3d irradiation conditions," 34<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference PVSC, Philadelphia, 2009.
- [24] Site internet de National Renewable Energy Laboratory (NREL): [http://www.nrel.gov/solar\\_radiation](http://www.nrel.gov/solar_radiation)
- [25] Bernard Multon, "Stockage de l'énergie électrique pour la production décentralisée d'électricité connectée au réseau ou en site isolé," Diaporama de Master Recherche STS IST Paris 11 – ENS Cachan Module K16, 89 planches, 2008.
- [26] Site internet de CEA, "Le stockage stationnaire de l'énergie. Technologies disponibles et recherches du CEA," Jeudi 18 octobre 2012, <http://www.cea.fr>
- [27] Y. S. Wong, "System Design And Energy Management Strategy For Hybrid Electric Vehicles". PhD Thesis, University of Hong Kong, Jan. 2008.
- [28] Mahamadou Abdou Tankari, "Système Multi-sources de Production d'Énergie Électrique- Méthode de Dimensionnement d'un Système hybride et Mise en œuvre expérimentale de l'Optimisation de la Gestion d'Énergie," Thèse Université du Havre, 2010.
- [29] Mamadou Bailo Camara, "Supercondensateurs pour échange dynamique d'énergie à bord du véhicule électrique hybride : Modélisation, étude des convertisseurs et commande," Thèse Université de Franche Comté, décembre 2007.
- [30] Pietro Ferraro, Emanuele Crisostomi, Marco Raugi, Federico Milano, "Analysis of the Impact of Microgrid Penetration on Power System Dynamics," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 32, pp. 4101 - 4109, 2017.
- [31] Sara Eftekharijad, Vijay Vittal, Gerald Thomas Heydt, Brian Keel, Jeffrey Loehr, "Impact of Increased Penetration of Photovoltaic Generation on Power Systems," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, pp. 893 - 901, 2013.
- [32] Chengshan Wang, Kai Yuan, IEEE, Peng Li, Bingqi Jiao, Guanyu Song, "A Projective Integration Method for Transient Stability Assessment of Power Systems With High Penetration of Distributed Generation," IEEE Transactions on Smart Grid , Vol. 9, pp. 386 -395, 2018.
- [33] Vincent Courtecuisse, "Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique", Thèse l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, ParisTech, 2008
- [34] Jari Johannes Miettinen and Hannele Holttinen, "Characteristics of day-ahead wind power forecast errors in Nordic countries and benefits of aggregation," WIND ENERGY, 28 November 2016.

- 
- [35] Rim Missaoui Badreddine, "Gestion Énergétique optimisée pour un bâtiment intelligent multi-sources multi-charges: différents principes de validations," Thèse Université de Grenoble, 2012.
  - [36] SDDR 2016, "Schéma décennal de développement du réseau," Version 1 soumise à consultation publique – Décembre 2016.
  - [37] <http://www.car-engineer.com/the-different-driving-cycles/>
  - [38] Edris Pouresmaeil, Majid Mehrasa, João P. S. Catalão, "A Multifunction Control Strategy for the Stable Operation of DG Units in Smart Grids," IEEE Trans. On Smart Grid, Issue. 2, pp. 598 - 607, 2015.
  - [39] P.Li, P. Degobert, B. Robyns, B. Francois, "Participation in the Frequency Regulation Control of a Resilient Microgrid for a Distribution Network," International Journal of Integrated Energy Systems, vol.1, No.1, January-June 2009.
  - [40] RTE, Rapport, "Consommation Française D'électricité Caractéristiques et Méthode de prévision," Novembre 2014.
  - [41] A. Tani, M.B. Camara, and B. Dakyo, "Comparative Study between the Fuel Cell and the Lithium-battery coupled to Ultracapacitors for Hybrid Electric Vehicles Applications," EVER 2012.
  - [42] M.B. Camara, B. Dakyo, H.Gualous, N.Cristian, "DC/DC converters control for Embedded Energy management-Supercapacitors and Battery," IEEE IECON2010 Conference, In Proceeding USB, pp. 2317-2322, November 2010, Phoenix USA.
  - [43] A. Tani, M.B. Camara, B. Dakyo, Y. Azzouz, "Embedded Energy Management based on DC/DC Converters- Ultracapacitors and Fuel Cell," IEEE, ICIT 2012.
  - [44] M. Swierczynski, R. Teodorescu, C. N. Rasmussen, P. Rodriguez, H. Vikelgaard, "Overview of the energy storage systems for wind power integration enhancement," Proc. IEEE ISIE, pp.3749 -3756, 2010.
  - [45] Djamel Ikni, "Production d'énergie marine: Intégration de la production éolienne offshore dans un bouquet énergétique décentralisé," Thèse Université du Havre, 2014.
  - [46] Elie RIVIERE, "Détermination in-situ de l'état de santé de batteries lithium-ion pour un véhicule électrique," l'Université du Grenoble, 2016.
  - [47] Akram EDDAHECH, "Modélisation du Vieillissement et Détermination de l'Etat de Sante de Batteries Lithium-ion pour Application Véhicule Electrique et Hybride," l'Université du Bordeaux 1, 2013.
  - [48] Holttin H, Lemstron B, "Design and Operation of power systems with large amount of wind power," State art. VIT Working paper 82. ESPOO 2007.
-

- [49] Thomas Bruen, James Marco, "Modelling and experimental evaluation of parallel connected lithium ion cells for an electric vehicle battery system," *Journal of Power Sources*, Vol.310, pp. 91-101, April 2016.
- [50] Nathalie DEVILLERS, "Caractérisation et modélisation des composants de stockage électrochimique et électrostatique," Université de Franche-Comté, 2012.
- [51] Guven ALCICEK, "Contribution à l'étude du vieillissement et à l'intégration des supercondensateurs dans une chaîne de propulsion électrique (CPE) haute tension pour des applications véhicule électrique," l'Université du Belfort Montbéliard, 2014.
- [52] Abdallah TANI, "Structures des Convertisseurs Modulaires Associes aux Technologies De Stockage : Applications aux domaines résidentiels et véhicules électriques," Thèse Université du Havre, 2013.
- [53] Maxwell Technologies BOOSTCAP Ultracapacitors– Doc. No. 1014627.1-2009.
- [54] Mohamed Ansoumane CAMARA, "Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs," Thèse Université Paris Est Créteil, juillet 2011.
- [55] Hamid Gualous, Hasna Louahlia-Gualous, Roland Gallay, Abdellatif Miraoui, "Supercapacitor Thermal Modeling and Characterization in Transient State for Industrial Applications," *IEEE Trans. On Industry Applications*, Vol. 45, No. 3, pp. 1035 - 1044, June 2009.
- [56] Maxwell Technologies Application Note, Test Procedures for Capacitance, ESR, Leakage Current and Self-Discharge Characterizations of Ultracapacitors, June 2015.
- [57] A. Hammar, P. Venet, R. Lallemand, G. Coquery, G. Rojat, "Study of accelerated aging of supercapacitors for transport applications," *IEEE Trans. On Industrial Electronics*, no.09, Vol.57, pp.3972-3979. 2010.
- [58] Datasheet Maxwell, K2Series\_DS\_1015370\_5\_20141104, 2014.
- [59] H. He, R. Xiong, J. Fan, "Evaluation of Lithium-Ion Battery Equivalent Circuit Models for State of Charge Estimation by an Experimental Approach," *Energies*, no. 4, pp.582-598, March 2011.
- [60] A. Rahmoun, H. Biechl, "Modelling of Li-ion batteries using equivalent circuit diagrams", *Przegląd Elektrotechniczny*, 2012.
- [61] H. He, R. Xiong, H. Guo and S. Li, "Comparison study on the battery models used for the energy management of batteries in electric vehicles," *Energy Conversion and Management*, vol. 64, pp. 113-121, 2012.

- [62] Lijun Zhang, Hui Peng, Zhansheng Ning, Zhongqiang Mu, Changyan Sun, "Comparative Research on RC Equivalent Circuit Models for Lithium-Ion Batteries of Electric Vehicles," Applied Sciences, September 2017.
- [63] Aurélien LIÈVRE, "Développement d'un système de gestion de batterie lithium-ion à destination de véhicules « mild hybrid » Détermination des indicateurs d'état (SoC, SoH et SoF)," Université Claude Bernard Lyon 1, Mai 2015.
- [64] E. Redondo-Iglesiasa, P. Venetb, S. Pelissiera, "Eyring acceleration model for predicting calendar ageing of lithium-ion batteries," Journal of Energy Storage, Vo.13, pp. 176-183, Jul. 2017.
- [65] B. Aïssa, "Identification des paramètres internes d'une batterie pour des applications photovoltaïques," Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, 2015.
- [66] Qllegré Anne-Laure, "Méthodologies de modélisation et de gestion de l'énergie des systèmes de stockage mixtes pour véhicules électrique et hybrides," université Lille1, Septembre 2010.
- [67] An LI, "Analyse expérimentale et modélisation d'éléments de batterie et de leurs assemblages – Application aux véhicules électriques et hybrides," Université Claude Bernard Lyon 1, Février 2013.
- [68] C. Zhang, K. Li, J. Deng, S. Song, "Improved Real-time State-of-Charge Estimation of LiFePO<sub>4</sub> Battery Based on a Novel Thermoelectric Model," IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol: 64, pp: 654 - 663, 2017.
- [69] Shugang Jiang, "A Parameter Identification Method for a Battery Equivalent Circuit Model," SAE International, March 2011.
- [70] João P. Trovão, Felipe Machado, Paulo G. Pereirinha, "Hybrid electric excursion ships power supply system based on a multiple energy storage system," IET Electrical Systems in Transportation, vol. 6, pp. 190-201, Dec. 2015.
- [71] Alessandro Lidozzi, Luca Solero, Fabio Crescimbeni, "Adaptive Direct-Tuning Control for Variable-Speed Diesel-Electric Generating Units," IEEE Trans. on Industrial Electronics, vol. 56, pp. 2126 - 2134, May 2012.
- [72] J-H. Lee, S-H. Lee, S-Ki Sul, "Variable-Speed Engine Generator With Supercapacitor : Isolated Power Generation System and Fuel Efficiency," IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 45, pp.2130-2135, Dec.2009.
- [73] Rubén Peña, Roberto Cárdenas, José Proboste, Jon Clare, Greg Asher, "Wind–Diesel Generation Using Doubly Fed Induction Machines," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 23, pp. 202 - 214, Mar. 2008.

- [74] J.P.Trovão, V.D.N.Santos, C.H.Antunes, P.G. Pereirinha, and H.M. Jorge, "A Real-Time Energy Management Architecture for Multi-Source Electric Vehicles," *IEEE Trans. Indus. Electronics*, Vol.62, pp. 3223-3233, May 2015.
- [75] M.B. Camara, M. A. Tankari, and B. Dakyo, "DC-bus Voltage Control for Multi-sources Systems – Battery and Supercapacitors," *IEEE IECON Conf*, Melbourne, Australia, p. 1270 – 1275, 2011.
- [76] Vijay Raghunathan, Anand Raghunathan, "Design and Management of Battery-Supercapacitor Hybrid Electrical Energy Storage Systems for Regulation Services," *IEEE Trans. on Multi-Scale Computing Systems*, pp. 12 - 24, 2017.
- [77] Sergio Vazquez, SrdjanM. Lukic, Eduardo Galvan, Leopoldo G. Franquelo, Juan M. Carrasco, "Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications," *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, Vol. 57, pp. 3881 - 3895, Dec. 2010.
- [78] Jian Cao, Ali Emadi, "A New Battery/UltraCapacitor Hybrid Energy Storage System for Electric, Hybrid, and Plug-In Hybrid Electric Vehicles," *IEEE Trans. on Power Electronics*, Vol. 27, pp. 122-132, Jan. 2012.
- [79] A. Tani, M.B. Camara, B. Dakyo, and Y.Azzouz, "DC/DC and DC/AC Converters Control for Hybrid Electric Vehicles Energy Management-Ultracapacitors and Fuel Cell," *IEEE Trans. Industrial Informatics*, Vol. 9, pp. 686 - 696, May 2013.
- [80] C.Wu, J.Chen, C. Xu, and Z. Liu, "Real-Time Adaptive Control of a Fuel Cell/Battery Hybrid Power System With Guaranteed Stability," *IEEE Trans. Control Systems Technology*, vol. PP, pp.1-12, 2016.
- [81] Kaushik Rajashekara, "Present Status and Future Trends in Electric Vehicle PropulsionTechnologies," *IEEE journal of emerging and selected topics in power electronics*, Vol. 1, no.1, pp. 3 - 10, March 2013.
- [82] Goran Mandic, Adel Nasiri, Ehsan Ghotbi, Eduard Muljadi, "Lithium-Ion Capacitor Energy Storage Integrated With Variable SpeedWind Turbines for Power Smoothing," *IEEE journal of emerging and selected topics in power electronics*, Vol. 1, pp. 287 - 295, 2013.
- [83] Z.Wu, X. Dou, J. Chu and M. Hu, "Operation and Control of a Direct-Driven PMSG-Based Wind Turbine System with an Auxiliary Parallel Grid-Side Converter," *Energies journal*, no. 2, 12 July 2013.
- [84] M. A. Tankari, M.B.Camara, B. Dakyo, and G. Lefebvre, "Use of Ultracapacitors and Batteries for Efficient Energy Management in Wind-Diesel Hybrid System," *IEEE Trans. Sustainable Energy*, Vol. 4, pp.414-424, April. 2013.

- [85] T.Broomhead, C.Manzie, P.Hield, R.Shekhar, and M. Brear,"Economic Model Predictive Control and Applications for Diesel Generators," IEEE Trans. Control Systems Technology, vol. PP, pp.1-13, 2016.
- [86] X. Hu, S.J. Moura, N. Murgovski, B. Egardt, and D. Cao, "Integrated Optimization of Battery Sizing, Charging, and Power Management in Plug-In Hybrid Electric Vehicles," IEEE Trans. Control Systems Technology, vol. 24, pp. 1036 - 1043, 2016.
- [87] M.B. Camara, H. Gualous, F. Gustin, A. Berthon, and B. Dakyo, "DC/DC Converter Design for Supercapacitor and Battery Power Management in Hybrid Vehicle Applications- Polynomial Control Strategy ," IEEE Trans. on industrial electronics, vol. 57, no. 2, February 2010.
- [88] T. Kovaltchouk, B. Multon, H. B. Ahmed, J. Aubry, and P. Venet, " Enhanced Aging Model for Supercapacitors Taking Into Account Power Cycling: Application to the Sizing of an Energy Storage System in a Direct Wave Energy Converter," IEEE Trans. on Industry Applications , Vol.51, no. 3, pp. 5405- 2414, May/June. 2015.
- [89] D. B. Murray, J. G. Hayes, "Cycle Testing of Supercapacitors for Long-Life Robust Applications," IEEE Trans. on Power Electronics, vol. 30, no. 5, pp. 2505 - 2516, May. 2015.
- [90] A. Berrueta, I. S. Martín, A. Hernández, A.Ursúa, P. Sanchis, "Electro-thermal modelling of a supercapacitor and experimental validation," Journal of Power Sources, Vol. 259, pp. 154-165, August. 2014.
- [91] Maxwell Technologies BOOSTCAP Ultracapacitors, Doc. No. 1014627.1, 2009.
- [92] Maxwell Technologies,"Application note - Boostcap energy storage modules - Life duration estimation," Ref. 1012839, 2017.
- [93] K. Bellache, M. B. Camara, B. Dakyo, "Multi-physical characterization of supercapacitor," IEEE Ecological Vehicles and Renewable Energies, pp. 1- 5, Monaco April 11-13, 2017.
- [94] K. Bellache, M.B. Camara, and B. Dakyo, "Characterization of Supercapacitor based on using conditions Impacts evaluation on cell resistance and capacitance," IEEE-IECON, Italy October 24-27, 2016.
- [95] H. Khasawneh, M. Illindala, "Supercapacitor Cycle Life Equalization in a Microgrid Through FlexibleDistribution of Energy and Storage Resources," IEEE Trans. on Industry Applications, Vol.51, pp. 1962- 1969, 2015.
- [96] D.-I. Stroe, M. Swierczynski, A. I. Stroe, R. Laerke, P. C. Kjaer, R. Teodorescu," Degradation Behavior of Lithium- Ion Batteries Based on Lifetime Models and Field Measured Frequency Regulation Mission Profile, " IEEE Trans. on Industry Applications, pp. 5009 - 5018, 2016.

- [97] G. Ablay, "Online Condition Monitoring of Battery Systems With a Nonlinear Estimator," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol.29, no.1, pp. 232 - 239, March 2014.
- [98] A. Hentunen, T. Lehmuspelto, J. Suomela, "Time-Domain Parameter Extraction Method for Thevenin-Equivalent Circuit Battery Models," *IEEE Trans. On Energy Conversion*, Vol.29, pp. 558 - 566, Sept.2014.
- [99] M. Swierczynski, D.-I. Stroe, A-I. Stan, R. Teodorescu. R. Lærke, P. C. Kjør, "Characterization and Modeling of a Hybrid Electric Vehicle Lithium – Ion Battery Pack at Low Temperatures," *IEEE Trans. on Vehicular Technology*, vol. 65, pp. 1–14, 2016.
- [100] L.Wang, Q-S.Vo, A-V. Prokhorov, "Stability Improvement of a Multimachine Power System Connected With a Large-Scale Hybrid Wind-Photovoltaic Farm Using a Supercapacitor," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no.1, pp. 50 - 60, Juany/Feb. 2018.
- [101] S. D. G. Jayasinghe, D. M. Vilathgamuwa, U. K. Madawala, "A Dual Inverter-Based Supercapacitor Direct Integration Scheme for Wind Energy Conversion Systems," *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. 49, no.3, pp. 1023 - 1030, May/June 2013.
- [102] P.Kreczanik, P.Venet, A.Hijazi, G.Clerc, "Study of Supercapacitor Aging and Lifetime Estimation According to Voltage, Temperature, and RMS Current," *IEEE Trans. On Industrial Electronics*, vol. 61. no. 9, pp. 4895 - 4902, September. 2014.
- [103] H. Chaoui, A. E. Mejdoubi, A. Oukaour, H. Gualous, "Online System Identification for Lifetime Diagnostic of Supercapacitors With Guaranteed Stability," *IEEE Trans. On Control Systems Technology*, vol. 24, pp. 2094 - 2102, 2016.
- [104] T. R. F. Neto, P. Mutschler, "Ultracapacitor Storage and Management System for Short Primary Linear Drives Applied in Automated Handling Applications," *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol.50, no.5, pp. 3503-3511, October. 2014.
- [105] S. Barcellona, F. Ciccarelli, D. Iannuzzi, L. Piegari, "Long-Trip Optimal Energy Planning With Online Mass Estimation for Battery Electric Vehicles," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no.3, pp. 785 - 794, July 2014.
- [106] P. Weißkamp, P. Haußmann, J. Melbert, "600-A Test System for Aging Analysis of Automotive Li- Ion Cells With High Resolution and Wide Bandwidth," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 65, Issue : 7, pp. 1651-1660, 2016.
- [107] Ari Hentunen, Teemu Lehmuspelto, and Jussi Suomela, "Time-Domain Parameter Extraction Method for Thévenin-Equivalent Circuit Battery Models," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, pp. 558-566, 2014.

- 
- [108] Daniel Tenfen, Erlon C. Finardi, Benoit Delinchant, Frédéric Wurtz, "Lithium-ion battery modelling for the energy management problem of microgrids," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 10, pp. 576 - 584, Oct.2015.
- [109] Reinhardt Klein, Nalin A. Chaturvedi, Jake Christensen, Jasim Ahmed, Rolf Findeisen, and Aleksandar Kojic, " Electrochemical Model Based Observer Design for a Lithium-Ion Battery," IEEE Trans. on Control Systems Technology, vol. 21, no.2, pp. 289-301, March 2013.
- [110] J. Jaguemont, L. Boulon, and Y. Dubé, "Field tests experience from 1.6MW/400kWh Li-ion battery energy storagesystem providing primary frequency regulation service," IEEE PES ISGT Europe, pp. 1-5, 2013.
- [111] Hussein Hassan Abdeltawab; Yasser Abdel-Rady I. Mohamed, "Market-Oriented Energy Management of a Hybrid Wind-Battery Energy Storage System Via Model Predictive Control with Constraints Optimizer," IEEE Trans. on Industrial Electronics, Vol : 62, pp : 6658-6670, 2015.

---



## **Productions scientifiques**



Les travaux effectués ont permis de participer à des conférences scientifiques, de publier deux articles revues dans *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, *IEEE Transactions on Industry Applications* et de proposer deux articles pour une revue en cours d'évaluation.

### Revues

- [RI1] **K. Bellache**, M.B. Camara, and B. Dakyo, "Transient Power Control for Diesel-generator assistance in Electric Boat Applications using Supercapacitors and Batteries," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, Vol. 6, no. 1, pp. 416 - 428, March, 2018.
- [RI2] **K. Bellache**, M.B. Camara, and B. Dakyo, "Supercapacitors Characterization and Modeling using combined electro-thermal stress approach," *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2018.
- [RI3] **K. Bellache**, M.B. Camara, and B. Dakyo, "Lithium iron phosphate batteries Characterization for Electro-thermal modeling and for hybrid systems design," Submitted in *IEEE Trans. on Energy Conversion*.

### Conferences internationales

- [CI1] **K. Bellache**, M.B. Camara, Z. Zhou, and B. Dakyo, "Energy Management in Hybrid Electric Boat based on Frequency Approach – Using Diesel, Lithium-battery and Supercapacitors , " *IEEE VPPC*, October 19-22, 2015 Montréal, Canada.
- [CI2] M. ABDOL TANKARI\*, G. LEFEBVRE, **K. BELLACHE\***, M. BAILO CAMARA, B. DAKYO, "Supercapacitor lifetime estimation based on Rainflow Cycle Counting Method," *IEEE VPPC*, October 19-22, 2015 Montréal, Canada.
- [CI3] **K. Bellache**, M.B. Camara and B. Dakyo, "Hybrid Electric Boat based on Variable Speed Diesel Generator and Lithium-battery - Using Frequency Approach for Energy Management, " *IEEE OPTIM/Electromotion*, September 2-4, 2015, Turkey.
- [CI4] **K. Bellache**, M.B. Camara, and B. Dakyo, "Supercapacitor characterization using fluctuating DC current – Impacts of state of charge, number of cycle and frequency on cell resistance and capacitance, " *IEEE-VPPC*, October 17-20, 2016, Hangzhou, China.
- [CI5] **K. Bellache**, M.B. Camara, and B. Dakyo, "Characterization of Supercapacitor based on using conditions Impacts evaluation on cell resistance and capacitance", *IEEE-IECON*, October 24-27, 2016, Italy.
- [CI6] **K. Bellache**, M.B. Camara, and B. Dakyo, "Multi-physical characterization of supercapacitors," *IEEE-EVER*, April, 2017 Monaco, France, **Best Paper Award**.
- [CI7] **K. Bellache**, M.B. Camara, and B. Dakyo, "Characterization and electric behavior modeling of Lithium-battery using temporal approach for parameters computing", *IEEE ICRERA*, October 14-17, 2018, Paris/France.

## Conférences nationales

[CN1] **K. Bellache**, M. S. Camara, M. B. Camara et B. Dakyo, "Amélioration de la qualité de l'énergie électrique injectée au réseau issue de la co-production Eolienne et Hydrolienne", *GDR-EMR*, 28 Mars, 2017 Caen, France.

[CN2] **K. Bellache**, M.B. Camara, and B. Dakyo, "Supercapacitor characterization using fluctuating DC-current for Micro-grids applications based on Wind and Tidal energies generation systems," *MICROGRIDS WORKSHOP*, October 2017, Champs - sur - Marne, Paris - France.

