



**HAL**  
open science

# Prise en compte des systèmes de stockage de l'énergie et de leurs dégradations dans la gestion et le dimensionnement des micro-réseaux : influence de la précision des modèles

Margot Gaetani-Liseo

## ► To cite this version:

Margot Gaetani-Liseo. Prise en compte des systèmes de stockage de l'énergie et de leurs dégradations dans la gestion et le dimensionnement des micro-réseaux : influence de la précision des modèles. Energie électrique. Université de Toulouse III - Paul Sabatier, 2021. Français. NNT : 2021TOU30215 . tel-03663408v1

**HAL Id: tel-03663408**

**<https://laas.hal.science/tel-03663408v1>**

Submitted on 10 Feb 2022 (v1), last revised 10 May 2022 (v2)

**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.



# THÈSE

## En vue de l'obtention du DOCTORAT DE L'UNIVERSITÉ DE TOULOUSE

Délivré par l'Université Toulouse 3 - Paul Sabatier

---

Présentée et soutenue par  
**Margot GAETANI-LISEO**

Le 21 décembre 2021

**Prise en compte des systèmes de stockage de l'énergie et de leurs dégradations dans la gestion et le dimensionnement des micro-réseaux : influence de la précision des modèles**

---

Ecole doctorale : **GEETS - Génie Electrique Electronique, Télécommunications et Santé : du système au nanosystème**

Spécialité : **Génie Electrique**

Unité de recherche :

**LAAS - Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes**

Thèse dirigée par

**Corinne ALONSO et Bruno JAMMES**

Jury

- M. Stéphane RAËL**, Professeur, Université de Lorraine, GREEN (Rapporteur)
- M. Pascal VENET**, Professeur, Université Lyon 1, Ampère (Rapporteur)
- M. Serge PELISSIER**, Directeur de Recherche Université Gustave Eiffel, ECO7 (Examineur)
- M. Tanguy PHULPIN**, Maître de Conférence, CentraleSupélec, GeePS (Examineur)
- M. Xavier ROBOAM**, Directeur de Recherche CNRS, LAPLACE (Examineur, Président du jury)
- Mme. Corinne ALONSO**, Professeure, UT3 Paul Sabatier, LAAS-CNRS (Directrice)
- M. Bruno JAMMES**, Maître de Conférence, UT3 Paul Sabatier, LAAS-CNRS (Co-directeur)
- M. Tom GUEROUT**, Chargé de Recherche CNRS, LAAS-CNRS (Co-encadrant)
- M. Youssef EL BASRI**, Docteur ingénieur R&D, Société Itest (Invité)





Prise en compte des systèmes de stockage de l'énergie et de leurs dégradations dans la gestion et le dimensionnement des micro-réseaux : influence de la précision des modèles

Margot Gaetani-Liseo



# Résumé

## **Prise en compte des systèmes de stockage de l'énergie et de leurs dégradations dans la gestion et le dimensionnement des micro-réseaux : influence de la précision des modèles**

Le développement de micro-réseaux électriques, stationnaires, décentralisés et distribués, produisant l'énergie au plus près des consommateurs, est une des solutions possibles pour assurer l'intégration des énergies renouvelables qui est aujourd'hui un défi clé de la transition énergétique. Les Systèmes de Stockage de l'Énergie (SSE) au sein des micro-réseaux vont permettre de pallier l'intermittence et le manque d'inertie de ces sources renouvelables en apportant la flexibilité nécessaire ainsi que des possibilités d'optimisation des échanges d'énergie en fonction de critères économiques et écologiques.

Les batteries sont les SSE les plus utilisées dans les micro-réseaux mais restent des éléments coûteux avec une durée de vie relativement faible et un impact écologique important. L'objectif global de la conception d'un micro-réseau revient à optimiser le dimensionnement des sources et des batteries (taille, technologie et topologie) en lien avec les stratégies de gestion de l'énergie. Pour cela, de nombreux outils et études existent et utilisent des modèles de fonctionnement et de vieillissement des batteries. Cependant, peu de travaux évaluent la précision de ces modèles dans des conditions réelles de fonctionnement, ni leurs impacts sur la qualité du dimensionnement ou de la gestion qui en découlent.

La voie de recherche choisie dans cette thèse consiste en l'analyse de l'influence des modèles de SSE sur la conception optimale de micro-réseaux. Parmi les deux familles de batteries majoritaires dans les applications stationnaires qui sont les batteries Plomb-Acide et Lithium-ion, un focus sur la technologie Plomb-Acide a été réalisé, cette technologie présentant une grande maturité et un bon taux de recyclabilité.

L'objectif est d'évaluer l'aptitude des modèles à prendre en compte le fonctionnement des SSE, à traduire les usages amenant des dégradations et à s'intégrer dans un environnement de modélisation pour l'optimisation multicritères (coût, usage de l'énergie produite localement, durée de vie) du dimensionnement et le développement de stratégies de gestion de l'énergie.

Pour valider ces travaux, un banc de test de type micro-réseau basse tension continue a été réalisé. Ce banc permet d'émuler un micro-réseau à partir de données réelles de production et de consommation et, ainsi, évaluer le comportement des SSE dans des conditions maîtrisées mais proches d'un fonctionnement réel.

Une étude comparative de modèles de batteries a ensuite été faite pour déterminer le plus approprié à la conception de micro-réseaux. L'analyse de la précision des modèles a été réalisée afin d'étudier leurs aptitudes à représenter le comportement des batteries et à traduire les phénomènes ayant un impact sur leur durée de vie. Pour cela, des profils d'usages liés aux micro-réseaux ont été identifiés et générés à partir des données du bâtiment à énergie optimisée du LAAS-CNRS.

Enfin, à partir de ces modèles, une méthodologie pour dimensionner les sources et les SSE dans un micro-réseau est proposée. Ces mêmes modèles ont été utilisés pour mettre en oeuvre des stratégies de gestion optimales. Dans les deux cas, une recherche de l'impact des modèles sur les résultats obtenus a été faite. Puis, les stratégies de gestion ont été testées sur le banc de test développé afin d'observer le comportement réel des SSE et les limites du modèle face aux résultats expérimentaux.

**Mots clefs : micro-réseau, énergie renouvelable, batterie, dimensionnement optimal, gestion optimale de l'énergie, vieillissement**



# Abstract

## **Consideration of energy storage systems and their degradation in microgrids sizing and energy management : influence of model accuracy**

The development of decentralized, distributed, stationary electric microgrids producing energy as close as possible to the consumers, is a key challenge of the energy transition. Microgrids can contribute to the massive renewables energies integration and allow the optimization of the energy use according to several economic and ecological criteria.

Batteries are the most widely used Energy Storage Systems (ESS) in microgrids, but are among the most expensive components with a relatively short lifetime. Therefore, optimize the sizing of sources and batteries (sizes, technologies and topologies) considering the energy management strategies is the general objective of the optimal design of a microgrid. For this purpose, many tools and studies exist using battery behavior and aging models. However, few works evaluate the accuracy of these models in real operating conditions, nor their impacts on the resulting sizing or energy management decisions.

The research path chosen in this thesis consists in the analysis of different ESS models, considering their operation and degradation and used in optimal microgrid design methods. The objective is to evaluate the ability of these models to be integrated in a modeling environment dedicated to multi-criteria optimization (cost, use of locally produced energy, lifetime...) to size microgrids and develop energy management strategies.

To validate this work, a test bench of a low voltage DC microgrid type has been built. This bench allows to emulate a microgrid from real production and consumption data and thus to evaluate the behavior of the ESS under controlled conditions but close to a real operation. A comparative study of battery models has been then made to find the most appropriate ones for microgrids design. An analysis of the accuracy of these models was carried out in order to study their ability to represent the battery behavior and the typical variations related to the stresses impacting their life span. For this purpose, usage profiles related to microgrids have been identified and applied to lead-acid batteries, widely used in stationary applications.

Finally, based on these models, a methodology for sizing sources and ESS in a microgrid is proposed. These same models were used to implement optimal management strategies. In both cases, an investigation of the impact of the models on the results obtained was done. Then, the management strategies were tested on the developed microgrid testbed in order to identify the impact of the model in the differences between the simulation and experimental results.

**Keywords : microgrid, renewable energy, battery, optimal sizing, optimal energy management, aging**



# Remerciements

Et bien voilà, nous y sommes, l'heure des remerciements clôturant ainsi l'écriture du manuscrit et mettant un point final à ces quelques années de travail. J'ai souvent pensé à ce moment, m'obligeant ainsi à visualiser la fin de cette étrange aventure qu'est la thèse. Une aventure pleine de rebondissements, de moments gratifiants comme de désillusions et d'émotions contradictoires mais, au cours de laquelle, j'ai eu la chance de rencontrer des gens qui m'ont fait grandir autant scientifiquement qu'humainement. Je vais donc essayer par ces quelques lignes de les en remercier (en tentant de synthétiser au maximum).

J'adresse, en premier lieu, mes remerciements aux directions successives de l'Université Toulouse 3 - Paul SABATIER (UT3), de l'école doctorale Génie Électrique, Électronique, Télécommunications et Santé (GEETS) et du Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes (LAAS-CNRS) pour m'avoir permis de réaliser ce doctorat. J'adresse également mes remerciements aux responsables successifs du département Gestion de l'Énergie (GE) et de l'équipe Intégration des Systèmes de Gestion de l'Énergie (ISGE) pour m'avoir accueillie dans d'excellentes conditions.

Je tiens ensuite à remercier chaleureusement l'ensemble des membres de mon jury. Merci aux rapporteurs, M. Stéphane RAËL et M. Pascal VENET, Professeurs des Universités, pour avoir accepté de relire mon travail aussi consciencieusement qu'ils l'ont fait, et ce malgré le délai que je m'excuse d'avoir imposé à tout le monde en terminant ces pages quelque peu au dernier moment. Je vous remercie sincèrement pour l'ensemble des retours que vous m'avez fait, autant sur les rapports que pendant nos échanges lors de la soutenance. J'espère que nous aurons l'occasion d'en rediscuter, car vos nombreux conseils et suggestions m'ont permis, sans aucun doute, d'améliorer ce manuscrit et son contenu. Je remercie M. Serge PELISSIER, Directeur de Recherche, pour ces précieuses remarques et interrogations pendant la soutenance, me permettant de prendre du recul sur mon travail. Je tiens à remercier M. Tanguy PHULPIN, Maître de Conférences, et ancien doctorant du laboratoire, pour avoir accepté de participer à ce jury. Merci pour la pertinence de tes commentaires et ta question sur l'avenir (à laquelle je m'efforce encore de répondre). Je remercie M. Xavier ROBOAM, Directeur de Recherche, qui a assuré au plus haut point le rôle de président du jury de cette thèse. Merci pour cet échange, plus que constructif, et qui m'a permis de faire évoluer ma réflexion sur ces travaux. Enfin, un immense merci à M. Youssef EL BASRI, ingénieur docteur R&D, invité (d'honneur) de ce jury. Merci de m'avoir accordé ta confiance et lancée dans le grand bain de la recherche lors de mon stage de M2. Merci pour ta présence le jour de la soutenance, ton temps et tes suggestions sur mon travail. La boucle est bouclée, merci à toi.

Je souhaite remercier mes directeurs de thèse, Corinne et Bruno. C'est une drôle de relation qui se crée pendant la thèse entre un doctorant et ses directeurs, un mélange de profond respect, de bienveillance et, soyons honnête, une pointe d'incompréhension et un soupçon d'antinomie (constructive). Je m'excuse pour les quelques moments de stress et pour ma "tête de mule" parfois et tiens à vous remercier pour toutes ces opportunités que vous m'avez offertes (la thèse, les conférences, les échanges et les enseignements). Merci pour votre confiance et pour tout ce que vous m'avez appris autant au niveau professionnel que personnel. Ce travail ne serait pas celui qu'il est sans vous deux. Merci Corinne, pour ton savoir, ta pédagogie et ta ténacité. Pour avoir été là dans les moments difficiles, toujours disponible, et pour m'avoir soutenue jusqu'au bout (au péril de nombreuses heures de sommeil !). Merci Bruno, pour ta rigueur, ta science, ton savoir-faire expérimental, ton aide (même à la fin, malgré tes nouvelles responsabilités au "sommet") et pour (toutes) ces discussions sans fin sur les détails du détail, sur ce qu'il serait bien de faire et/ou de refaire, même si parfois j'ai bien cru ne jamais arriver au bout (promis, la prochaine fois, je synthétise ! Une fois les remerciements finis...).



Merci Tom pour ton engagement dans l'encadrement de ces travaux. Merci pour ta gentillesse et pour m'avoir partagé tes connaissances sur le *Green Cloud Computing*, l'informatique et l'optimisation. Merci pour ta patience, ta disponibilité et tes encouragements.

Le travail d'une thèse est loin d'être uniquement celui d'un doctorant et de ses encadrants. Je tiens donc à remercier toutes ces personnes croisées au cours de mon séjour au laboratoire, à l'Université, au détour d'une réunion, d'une pause-café, à la cantine ou près de la marre aux canards. Ceux qui ont créé un environnement de travail stimulant, plein d'entre-aide et de convivialité, me permettant d'aller au bout de ces recherches, et que j'ai été ravie de partager et de retrouver (même quand les "simus" ou les "expés" ne marchaient pas). Lionel (qui reçoit ma plus profonde gratitude pour le soutien dès le départ et l'expertise sur la partie expérimentale, qui sans toi aurait probablement pris une toute autre tournure) et Bernard, pour votre bonne humeur à tous les deux, le temps que vous m'avez accordé et votre savoir-faire que vous avez bien voulu me partager. Christian et Sandra, pour les coups de main sur la partie optimisation, pour m'avoir initiée au domaine de l'optimisation linéaire, de Python et de Cplex (pour assurer la gestion de la machine "bowie") et pour les moments conviviaux partagés. L'ensemble des permanents de l'équipe ISGE, David, Fred, Josiane, Karine et Luiz, qui auront été d'une grande aide scientifique et morale jusqu'à la fin (mention spéciale à Karine et Josiane, nouvelles responsables de l'équipe ISGE, qui mettent un point d'honneur à animer le collectif, merci !). Vincent pour m'avoir partagé tes connaissances et ta bonne humeur, merci pour ton aide et ton soutien (bon courage pour la rédac' de l'HDR). Les membres de sysadmin, du service IST-édition et des services administratif, logistique et gestion (le secrétariat 2.0, Anaïs puis Amandine et enfin Mélodie) ainsi que Florence de l'accueil, qui font des miracles et assurent magistralement le fonctionnement du "labo" au quotidien. Ali, Christelle, Gilles, Hughes, Isabelle, Jérôme, Marido (merci pour le conseil des doctorants), Thony et tous les autres membres du conseil de "labo" pour les discussions sur le monde de la recherche, la participation à la vie collective et pour tous les autres moments partagés avec certains d'entre vous. Baptiste, Denis, Gaël, Jérôme, Josue, Lyne, Marion, Paul, Valentin et tous les autres sportifs rencontrés lors des entraînements de rugby (ou des troisièmes mi-temps !). Les syndicalistes (on lâche rien !), Corine, Émilie, Fred (merci pour la visio), Jean-Marc et Marie-Laure. Les collègues du conseil des doctorants, ceux de la première heure, Adrien, Andréa, Clara, Diane, Éric, Laurent, Lionel, Mathieu, Roberto, Tom, Noëlie (et Marie-Hélène, merci pour la gestion) ainsi que les "nouvelles recrues" qui assurent la relève à fond, Camille et Olivia ! Alain et Marie de l'école doc' (GEETS), pour votre aide et votre soutien. Marjorie et Philippe, les anciens collègues du conseil de l'école doc' et Pierre, nouveau représentant (bon courage futur docteur !). Les permanents et les "impermanents" du bâtiment H, adeptes du coin café, avec une mention spéciale au noyau dur des doctorants, collègues de galère et de *week-end*, les anciens Davide, Guilhem, Yoan et les "nouveaux" docteurs, Amandine, Guillaume et Kathleen (félicitations, c'est fait, place à la suite !). La *team* du "deuxième étage", avec qui j'ai fait et refait des débats scientifiques, techniques, géo-politiques, culinaires, sportifs et j'en passe : Christophe et Luis qui sont venus partager "nos modestes bureaux" et leurs vastes connaissances de chercheurs expérimentés, le temps d'un séjour à Toulouse ; les stagiaires Anthony, Élise, David, Léa, Omar et tous ceux que j'oublie (désolée) ; les (très) anciens doctorants, Ilias (Papas, le prochain c'est toi !), Jérémy (sans qui je n'en serais sûrement pas là aujourd'hui et avec qui l'aventure LAAS a commencée), Kolja, Luis (*gracias colega*) et Mika (merci pour ce séjour en Colombie !); les futurs docteurs, Antoine, Cao, Edgar, Ilias et Yan (courage les gars !); Jean et les autres collègues du bureau H210 (qui m'ont supportée à la fin de la rédaction). Les anciens thésards d'ISGE et d'ailleurs, Audrey, Adem, Lya, Amirouche, Dany, Chaima, et évidemment Ruth et Iovi, merci les filles pour le soutien sans faille, les repas à la cantine, les midis sportifs et les grands débats sur le doctorat.

---

J'adresse mes plus sincères remerciements à l'ensemble des enseignants, enseignants-chercheurs, administratifs, ingénieurs et techniciens du département Énergie électrique, Électronique et Automatique (EEA) de l'UT3. Merci de m'avoir accompagnée et beaucoup appris, d'abord pendant mes études (enfant de la "fac" que je suis) puis, en tant que "collègue". Je ne saurais citer tout le monde au risque d'en oublier la moitié ou d'écrire encore des lignes et des lignes. Je tiens tout de même à remercier, en plus de ceux déjà cités, Euriell, pour ta confiance et ton soutien, Antoine, Gérard, Hélène, Joël, Nofel, Simon, Thierry, Philippe et Ali (le "gratin du dept", merci pour ces repas partagés à l'UPSidum).

*Last but not least*, je clôturerai (promis) en remerciant infiniment mes copains et ma famille. Ceux qui sont là depuis le début et qui ont toujours été là pour décrocher, "tcharer", danser, jouer ("cataner"), pour les randonnées qui font du bien au moral, les *week-end* qui changent les idées, les pauses ski, les apéros salvateurs, les repas et les (kebabs aux) huîtres ! Merci pour votre bienveillance et m'avoir tant appris. Vous avez été un véritable sas de décompression, une (re)source de motivation et d'inspiration et m'avez permis d'aller au bout de ce travail (et jusqu'au pot de thèse !). Ça fait plaisir d'être aussi bien entourée alors, je vous dois bien ces quelques lignes ! Un immense et inconditionnel merci à tous. Les oncles, tantes et "couz'" qui assurent le soutien, même à distance. La tribu (les cousins qu'on ne choisit pas), Ben, Baptou, Claire (merci pour les discours de motivation, de docteur à docteur), Marge (merci Loule, pour tout, sincèrement), Popo (merci Pouce, je n'oublierais pas les petits hochements de tête pendant la soutenance), Simon et Tomas (merci poulet pour la rigolade et les encouragements (réalistes et pertinents, vas-y je te donne)). Le cercle élargi de toute cette petite famille, Jéjé, Nono (et Lélé). Agathe et Émilie, pour votre gentillesse et votre présence. Les "oncles" et "tantes", Christine, les Catalans, Flo, Jean-Pascal, Marthe, Philippe et Sylvie. Les indéfectibles de la fac, "du TD2", les copains qui ont contribué à ce que mes années étudiantes soient des années mémorables et qui sont là encore aujourd'hui, Colinette, Juju, Thibaut (ami de 100 ans) et Nono (merci pour l'anglais et les pauses tapas psyco-philosophiques à la Méca Flu !). Mehdi, pour les pauses improvisées de cinq minutes qui durent deux heures, les années de "colloc", pour avoir cru en moi dès le départ et pour les encouragements jusqu'à la fin. Les copines de toujours (que je ne saurais remercier assez), les plus vieilles (dans le bon sens du terme), pour m'avoir laissée dans mon coin quand je rédigeais, tout en étant toujours disponibles, prêtes à se bidonner (avant, pendant et après la thèse) ! Le "dalougot" (Loulou & Daphni (j'ai presque envie de poser un Daphmoule)) et Chacha & Floflo (merci le cirque ! "*DaCoG*" forever, mention spécial au Tomtom, *kiss, peace, flex, love*). Merci les "meufs" pour être vous et là, quand il faut et quoi qu'il arrive. Daphmoule, pour ton soutien indéfectible et ta compréhension (un merci à Pierremoule (et Inaée)). Loulou, merci pour tout ma poule, sincèrement, pour tes encouragements et ta bonne humeur à la soirée d'après thèse et globalement partout et depuis tout ce temps. (Dr.) Chacha, merci mon gars, d'être présente, à l'écoute, même à Paname (et merci au (Dr.) Romish). Floflo, merci mon petit, pour les "colloc" successives, ton oreille attentive (qui m'a écoutée déblatérer sur ma thèse pendant des heures (et des heures !)) et pour toutes ces aventures partagées (et à venir !). Merci à "ton cercle", qui est maintenant bien plus que ça (si je puis me permettre), Robin(sssss), Vio et Fred (spéciale dédicace à Vied pour l'anglais !).

Enfin, je remercie mon frangin et mes parents. Merci Lulu, pour être disponible, confiant et encourageant, toujours à mes côtés pour m'épauler. Merci les p(m)aternels, pour m'avoir donné le goût d'apprendre, de l'école (et du service public) et pour avoir aiguisé ma curiosité. Il faut croire que les mercredis midis "mesclagne gaetanoch" et "tête au carré" ont fait un bout de chemin dans ma cervelle. Merci de m'avoir inculqué ces valeurs militantes, citoyennes et de collectifs, mais aussi de persévérance et de travail (dans le bon sens du terme). Je suis très fière que vous soyez mes parents (et pas que pour gérer le pot de thèse ou relire le manuscrit !).

Allez, assez de sentiments, place aux choses sérieuses !



# Table des matières

<b>Résumé</b>	<b>i</b>
<b>Abstract</b>	<b>iii</b>
<b>Remerciements</b>	<b>v</b>
<b>Table des matières</b>	<b>ix</b>
<b>Nomenclature</b>	<b>xiii</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>xix</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>xxiv</b>
<b>Introduction générale</b>	<b>1</b>
<b>I Contexte &amp; Problématiques des travaux de thèse</b>	<b>7</b>
1 Introduction . . . . .	9
2 L'énergie électrique face aux enjeux du développement durable . . . . .	9
2.1 Croissance de la demande en énergie . . . . .	10
2.2 Conséquences de l'activité humaine sur l'environnement . . . . .	13
2.3 Des engagements en faveur des énergies renouvelables . . . . .	18
2.4 Les mutations du réseau face à l'intégration des énergies renouvelables . . . . .	22
3 Les Micro-réseaux . . . . .	32
3.1 Les systèmes de stockage dans les micro-réseaux au sein du <i>Smart Grid</i> . . . . .	32
3.2 Les micro-réseaux et leurs problématiques de conception et de réalisation . . . . .	44
4 Contexte des travaux de thèse, problématiques et objectifs . . . . .	57
4.1 Travaux antérieurs et positionnement des travaux de thèse . . . . .	58
4.2 Problématiques, objectifs et structure de la thèse . . . . .	63
5 Conclusion . . . . .	64
<b>II Réalisation d'un banc de test de type micro-réseau continu basse tension</b>	<b>67</b>
1 Introduction . . . . .	69
2 Architecture et contrôle des micro-réseaux : théorie et réalisation expérimentale . . . . .	71
2.1 Les différents types d'architectures et de distribution électrique des micro-réseaux . . . . .	71
2.2 Les structures de contrôle des micro-réseaux . . . . .	76
2.3 Description du banc d'essai . . . . .	83

3	Topologie et contrôle des convertisseurs associés aux systèmes de stockage . . .	106
3.1	Objectif du contrôle rapproché des convertisseurs et cahier des charges	107
3.2	Réalisation du convertisseur DC/DC associé au SSE . . . . .	108
3.3	Principe du contrôle rapproché du convertisseur développé et mise en oeuvre . . . . .	113
4	Validation du fonctionnement du banc de test réalisé . . . . .	122
4.1	Description des protocoles de tests réalisés pour validation du fonctionnement global du banc "mini-OPA" . . . . .	122
4.2	Validation du banc "mini-OPA" dans le cas du scénario 1 . . . . .	124
4.3	Validation du banc "mini-OPA" dans le cas du scénario 2 . . . . .	127
5	Conclusion . . . . .	130

### **III Fonctionnement, vieillissement et modélisation des batteries pour la conception de micro-réseaux** **133**

1	Introduction . . . . .	135
2	Définitions . . . . .	136
2.1	Du système de stockage de l'énergie vers les batteries secondaires . . .	137
2.2	Précision sur les niveaux d'échelle entre cellule, module et pack . . . .	138
2.3	Structure élémentaire d'une batterie et rappels des principes généraux .	140
2.4	Les grandeurs et concept principaux pour l'étude des batteries . . . . .	144
3	État de l'art de la modélisation des batteries . . . . .	167
3.1	Hypothèses préliminaires et postulats . . . . .	167
3.2	Les modèles de comportement électrique . . . . .	172
3.3	Les modèles de vieillissement . . . . .	177
3.4	Synthèse . . . . .	183
4	Focus sur les batteries Plomb-acide . . . . .	184
4.1	Constitution et fonctionnement des batteries PbA . . . . .	185
4.2	Rappels sur l'historique des différentes technologies de la famille PbA	189
4.3	Usages, mécanismes de vieillissement et modes de dégradation des batteries PbA . . . . .	190
5	Résultats de modélisation sur des profils typiques de micro-réseaux . . . . .	198
5.1	Matériels utilisés pour les essais expérimentaux menés pour étudier des modèles avec des profils de type micro-réseau . . . . .	198
5.2	Étude comparative des modèles de comportement . . . . .	202
5.3	Comparaison des modèles avec les résultats des tests reproduisant des profils typiques d'un micro-réseau . . . . .	216
6	Conclusion . . . . .	223

<b>IV Méthodes d'optimisation et impacts des modèles de batteries pour le dimensionnement et la gestion des micro-réseaux</b>	<b>225</b>
1 Introduction . . . . .	227
2 L'optimisation pour la conception des micro-réseaux . . . . .	229
2.1 Complexité de la conception dimensionnement/gestion . . . . .	229
2.2 Les outils d'aide à la conception des micro-réseaux et les critères d'optimisation . . . . .	235
3 Impacts du modèle de batterie sur les résultats de dimensionnement . . . . .	238
3.1 Difficultés liées au dimensionnement dans les micro-réseaux . . . . .	239
3.2 Proposition d'un algorithme de pré-dimensionnement et de dimensionnement . . . . .	241
3.3 Application de la méthode de dimensionnement, résultats et discussion . . . . .	244
4 Impacts du modèle de batterie sur la validité de la stratégie de gestion . . . . .	250
4.1 Méthodes de résolution et problème d'optimisation . . . . .	251
4.2 Résultats d'optimisation et de modélisation . . . . .	255
5 Conclusion . . . . .	259
<b>Conclusions et perspectives générales</b>	<b>261</b>
<b>Annexes</b>	<b>267</b>
A Explication et mise en oeuvre de la procédure d'initialisation de chaque test dans "mini-OPA" pour le SSE n°1, constitué d'une ou plusieurs batteries . . . . .	269
B Élaboration des trois régulations : la boucle de tension du bus, la boucle de tension du SSE et la boucle de courant du SSE imbriquée . . . . .	271
B.1 Asservissement du courant . . . . .	276
B.2 Asservissement de la tension du SSE à partir du courant . . . . .	280
B.3 Asservissement de la tension côté bus DC à partir du courant . . . . .	283
C Le banc d'essai de cyclage Biologic et le logiciel BTLab . . . . .	289
D Caractéristiques des batteries Yuasa NP1.2-6 . . . . .	291
E Classification des données et construction des profils journaliers typiques . . . . .	293
F Mesures des batteries Yuasa NP1.2-6 pour les profils de test type micro-réseau . . . . .	299
G Comparaison entre les mesures et les modèles PE et OCVR pour la VRLAB Yuasa NP1.2-6 BAT#3 et les profils n°1 à n°5 . . . . .	301
H Modélisation du rendement du convertisseur ISBC développés au LAAS-CNRS et campagne de mesures associées . . . . .	307
I Description du problème d'optimisation MILP pour la planification des échanges d'énergie et l'ordonnancement des tâches sur les serveurs . . . . .	309
<b>Bibliographie</b>	<b>315</b>



# Nomenclature

## ACRONYMES, ABRÉVIATIONS & SIGLES

AC	<i>Alternative Current</i>
ACV	Analyse du Cycle de Vie
ADC	<i>Analog to Digital Converter</i>
ADEME	Agence de la transition écologique
AGM	<i>Absorbant Glass Matrix</i>
Ahc	Les Ah cumulés ( <i>Ah throughput</i> )
AIE	Agence Internationale de l'Énergie
BF	Boucle Fermée : système asservi
BiPV	<i>Building integrated PhotoVoltaic</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
BO	Boucle Ouverte : système sans régulation
BoL	<i>Beginning of Life</i> (neuve)
BT	Basse Tension
C-rate	<i>Current rate(s)</i> exprimé en multiple de $C_n$
CC	<i>Constant Courant</i>
CERTS	<i>Consortium for Electric Reliability Technology Solutions</i>
CF	<i>Charge Factor</i> (Facteur/Coefficient)
COP	<i>Conferences Of the Parties</i>
CP	<i>Constant Power</i>
CR	<i>Constant Resistance</i>
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
CV	<i>Constant Voltage</i>
DBS	<i>DC Bus Signaling</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
EDF	Électricité de France
EMS	<i>Energy Management System</i>



EnR	Énergie(s) Renouvelable(s)
EoL	<i>End of Life</i>
GA	<i>Genetic Algorithm</i>
GES	Gaz à Effet de Serre
GIEC	Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat
GITT	<i>Galvanostatic Intermittent Titration Technique</i> - Test de caractérisation de la courbe d'OCV à échelon de courant constant (galvanostatique)
GRD	Gestionnaire(s) du Réseau de Distribution
GRT	Gestionnaire(s) du Réseau de Transport
HTA	Haute Tension A
HTB	Haute Tension B
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INSEE	Institut National de la Statistique et des Études Économiques
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ISBC	<i>Interleaved Synchronous Boost Converter</i>
KPI	<i>Key Performance Indicator(s)</i>
LC	<i>Local Control</i>
Li	Lithium-ions
LVDC	<i>Low Voltage Direct Current</i>
MILP	<i>Mixed-Integer Linear Programming</i>
MLI	Modulation à Largeur d'Impulsion
Modèle(s) ECM	<i>Equivalent Circuit Model</i>
Modèle(s) IVQ	Modèle(s) de type Courant-Tension-Charge
Modèle(s) OCVR	Modèle(s) de type ECM à l'ordre 0 avec tension d'OCV et résistance série
Modèle(s) PE	Modèle(s) de type Puissance-Énergie
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
MT	Moyenne Tension
MVDC	<i>Medium Voltage Direct Current</i>

---

OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économique
OCV	<i>Open Circuit Voltage</i>
ONU	Organisation des Nations Unies
OPA	<i>Open Platform for Adream</i>
P-rate	<i>Power rate(s)</i> exprimé en multiple de $E_n$
PbA	Plomb-Acide
PI	Correcteur Proportionnel-Intégral
PIB	Produit Intérieur Brut
PMS	<i>Power Management System</i>
PRG	Potentiel ou Pouvoir de Réchauffement Global
pSoC	<i>State of Charge</i> partiel(s)
PV	PhotoVoltaire(s)
PWPI	Test de type <i>PoWer Profile Importation</i> sur le banc d'essai Biologic
REDOX	Couple RÉDucteur-OXydant
RFC	<i>RainFlow Counting</i>
RUL	<i>Remaining Useful Life</i>
SC	SuperCondensateur(s)
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SoC	<i>State of Charge</i>
SoE	<i>State of Energy</i>
SoF	<i>State of Function</i>
SoH	<i>State of Health</i>
SSE	Système(s) de Stockage de l'Énergie
TBT	Très Basse Tension
THT	Très Haute Tension
UE	Union Européenne
UNEP	<i>United Nations Environment Program</i>
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
UTE	Union Technique de l'Électricité
VRLAB	<i>Valve Regulated Lead Acid Battery</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

## ESPÈCES CHIMIQUES

$CO_2$	Dioxyde de carbone
$H_2O$	Eau
$H_2SO_4$	Acide Sulfurique
$Pb$	Plomb
$PbO_2$	Dioxyde de plomb
$PbSO_4$	Sulfate de plomb

## PARAMÈTRES

$\Delta t_{BD}$	Pas de temps de la base de donnée du bâtiment Adream (1 min)
$\Delta t_{com}$	Pas de temps de communication entre le superviseur et le reste des éléments du banc de test "mini-OPA" (5s)
$\Delta t_{emu}$	Pas de temps des profils émulsés sur le banc "mini-OPA"
$\eta_E$	Rendement énergétique
$\eta_F$	Rendement faradique
$\eta_{CVS}$	Rendement du convertisseur connecté au SSE
$C_n$	Capacité nominale d'une batterie
$C_{BoL}$	Capacité au BoL, quand la batterie est neuve
$C_{EoL}$	Capacité au EoL, quand la batterie a atteint le SoH limite défini pour l'application
$Crat_{max}^{B,c}$ et $Crat_{max}^{B,d}$	Les C-rate maximums en charge et en décharge d'une batterie exprimés en fonction de $C_n$ , équivalents à $I_{max}^{B,c}$ et $I_{max}^{B,d}$
$E_{init}^B$ , $E_{max}^B$ et $E_{min}^B$	Énergies initiale, maximale et minimale de la batterie
$E_n$	Énergie nominale d'une batterie
$i^{ssex,min}$ et $i^{ssex,max}$	Courant maximum en charge ( $i_t^{ssex} < 0$ ) et maximum en décharge pour le SSE n°X
$I_n$	Courant nominal de décharge de la capacité nominale
$I_{CV}$	Courant de fin de charge à CV
$N_{EoL}$	Nc avant le <i>End of Life</i> de la batterie
$Prat_{max}^{B,c}$ et $Prat_{max}^{B,d}$	Les P-rate maximums en charge et en décharge d'une batterie exprimés en fonction de $E_n$ , équivalents à $P_{max}^{B,c}$ et $P_{max}^{B,d}$
$Q_{init}^B$ , $Q_{max}^B$ et $Q_{min}^B$	Quantités de charge initiale, maximale et minimale de la batterie
$SoC_{init}$ , $SoC_{max}$ et $SoC_{min}$	SoC initial, maximal et minimal de la batterie

$SoE_{init}$ , $SoE_{max}$ et $SoE_{min}$	SoE initial, maximal et minimal de la batterie
$SoF_{init}$ , $SoF_{max}$ et $SoF_{min}$	SoF initial, maximal et minimal de la batterie
$T_{dec}$ et $f_{dec}$	Période et fréquence de découpage du convertisseur ISBC
$V_{init}^B$ , $V_{max}^B$ et $V_{min}^B$	Tensions initiale, maximale et minimale de la batterie
$v_{bus^*,ch}$	Tension de consigne pour la charge programmable
$v_{bus^*,pv}$	Tension de consigne pour l'alimentation programmable
$v_{bus^*,sseX}$	Tension de consigne pour le SSE n°X
$v_{sseX,max}$	Tension maximale en charge du SSE n°X
$V_d$	Tension d'arrêt de fin de décharge
$V_n$	Tension nominale d'une batterie
$V_{CV}$	Tension de charge à CV
$N_c$	Nombre de cycles

### UNITÉS

$g_{eqCO_2}$	gramme équivalent CO <sub>2</sub>
Ah	Ampère-heure
Wc	Watt-crêtes
Wh	Watt-heure

### VARIABLES

$\alpha$	Rapport cyclique pour la commande du convertisseur
$C_t$	Capacité restante dans la batterie, potentiellement déchargeable, à l'instant $t$
$e_t^B$	Énergie de la batterie à l'instant $t$
$i_t^{ch^*}$ et $p_t^{ch^*}$	Consigne de courant et de puissance envoyées du superviseur vers la charge programmable via la communication GPIB
$i_t^{pv^*}$ et $p_t^{pv^*}$	Consignes en courant et en puissance envoyées à l'alimentation programmable par le superviseur via la communication GPIB
$i_t^{y,GA}$ , $v_t^{y,GA}$ et $p_t^{y,GA}$	Courant, tension et puissance simulés lors de l'optimisation avec le GA en fonction du temps, avec $y = [B; pv; ch]$
$i_t^{y,MILP}$ , $v_t^{y,MILP}$ et $p_t^{y,MILP}$	Courant, tension et puissance simulés lors de l'optimisation MILP en fonction du temps, avec $y = [B; pv; ch]$
$k_i^{pv}$ et $\Delta E_i^{sse}$	Coefficient PV et taille du SSE en énergie pour la configuration $i$ dans l'algorithme de dimensionnement

$p_t^B$	Puissance de la batterie à l'instant $t$
$p_t^E$ et $p_t^D$	Puissances modélisées considérées en excès ou en déficit entre la consigne et la puissance injectée ou fournie
$p_t^{bal}$ et $e_t^{bal}$	Puissance et énergie d'équilibre d'ajustement entre production-consommation à chaque instant
$q_t^B$	Quantité de charge à l'instant $t$
$Q^{B,c}$ et $Q^{B,d}$	Quantités de charge chargée ou déchargée
$SoC_t^{est,W}$	SoC estimé à partir de la mesure du courant $i_t^{sse,W}$ réalisée par le wattmètre du banc "mini-OPA"
$SoC_t^{GA}$ et $SoE_t^{GA}$	SoC et SoE simulés lors de l'optimisation avec le GA en fonction du temps
$SoC_t^{mes}$ et $SoE_t^{mes}$	SoC et SoE mesurés avec le banc d'essai de cyclage Biologic
$SoC_t^{MILP}$ et $SoE_t^{MILP}$	SoC et SoE simulés lors de l'optimisation MILP en fonction du temps
$SoC_t^{mod}$ et $SoE_t^{mod}$	SoC et SoE modélisés grâce aux différents modèles de comportement développés
$v_t^B$ et $i_t^B$	Tension et courant d'une batterie en fonction du temps
$v_t^z$	Tension aux bornes de l'impédance de la batterie
$v_t^{B,mes}$ , $i_t^{B,mes}$ , $p_t^{B,mes}$ et $e_t^{B,mes}$	Tension, courant et puissance de la batterie mesurés avec le banc d'essai de cyclage Biologic
$v_t^{B,mod}$ , $i_t^{B,mod}$ , $p_t^{B,mod}$ et $e_t^{B,mod}$	Tension, courant, puissance et énergie de la batterie modélisés grâce aux différents modèles de comportement développés
$v_t^{ch,int}$ , $i_t^{ch,int}$ et $p_t^{ch,int}$	Tension, courant et puissance mesurés par la charge programmable
$v_t^{ch,W}$ , $i_t^{ch,W}$ et $p_t^{ch,W}$	Tension, courant et puissance mesurés au niveau des capteurs du wattmètre aux bornes de la charge programmable
$v_t^{ch}$ , $i_t^{ch}$ et $p_t^{ch}$	Tension, courant et puissance entre les charges et le bus DC, côté bus DC
$v_t^{CVSsseX,W}$ , $i_t^{CVSsseX,W}$ et $p_t^{CVSsseX,W}$	Tension, courant et puissance mesurés au niveau des capteurs du wattmètre aux bornes du convertisseurs associé au SSE n°X (X=[1;2])
$v_t^{CVSsseX}$ , $i_t^{CVSsseX}$ et $p_t^{CVSsseX}$	Tension, courant et puissance entre le convertisseur associé au SSE n°X et le bus DC
$v^{OC}$	Tension d'OCV de la batterie
$v_t^{pv,int}$ , $i_t^{pv,int}$ et $p_t^{pv,int}$	Tension, courant et puissance mesurés par l'alimentation programmable

---

$v_t^{pv,W}$ , $i_t^{pv,W}$ et $p_t^{pv,W}$	Tension, courant et puissance mesurés au niveau des capteurs du wattmètre aux bornes de l'alimentation programmable
$v_t^{pv}$ , $i_t^{pv}$ et $p_t^{pv}$	Tension, courant et puissance en sortie du convertisseur connectant la source PV au bus DC
$v_t^{res}$ , $i_t^{res}$ et $p_t^{res}$	Tension, courant et puissance de l'onduleur réversible connecté au réseau, entre l'onduleur et le bus DC
$v_t^{ssex,W}$ , $i_t^{ssex,W}$ et $p_t^{ssex,W}$	Tension, courant et puissance mesurés au niveau des capteurs du wattmètre aux bornes du SSE n°X (X=[1 ;2])
$v_t^{ssex}$ , $i_t^{ssex}$ et $p_t^{ssex}$	Tension, courant et puissance aux bornes du SSE n°X
$z^B$	Impédance d'une batterie

**NB 1 :** Pour être homogène dans l'ensemble du manuscrit, nous avons choisi d'écrire les variables et les paramètres avec des notations utilisées en optimisation. Toutes les variables dépendantes du temps sont indicées  $t$ . Nous noterons en exposant les informations permettant d'identifier la variable.

**NB 2 :** Nous avons fait le choix de laisser au singulier tous les acronymes et abréviations utilisés dans le manuscrit afin de simplifier leurs écritures car le "s" pluriel n'est pas toujours situé à la fin mais parfois dans le mot au milieu de l'acronyme ou de l'abréviation, par exemple "Systèmes de Stockage de l'Énergie", rendant ambiguë et incorrecte l'écriture de l'acronyme SSEs.

**NB 3 :** Nous avons traduit la plupart des acronymes et sigles quand ceux-ci étaient également très utilisés en français. Lorsqu'un acronyme ou un sigle est plus connu sous sa forme anglaise, nous avons pris la liberté de le conserver sous cette forme afin de faire le lien avec la littérature scientifique majoritairement anglophone.



# Liste des figures

I	Organisation du manuscrit restituant les travaux de thèse . . . . .	5
I.1	Évolution de la population mondiale [8] . . . . .	10
I.2	Évolution comparée de la population, du PIB et de la consommation d'énergie entre 1960 et 2020, avec les données normalisées par rapport aux données de l'an 1990 [9] . . . . .	11
I.3	Consommation d'électricité par habitant dans le monde [15] . . . . .	12
I.4	Consommation d'électricité finale par secteur dans le monde exprimée en ktoe ( <i>kilo tonnes of oil equivalent</i> ) [15] . . . . .	13
I.5	Évolution de la concentration de $CO_2$ dans l'atmosphère terrestre à l'observatoire de Mauna Loa depuis 1958 ou "courbe de Keeling" [21] . . . . .	14
I.6	Évolution du jour du dépassement de la Terre dans le calendrier depuis les années 70 [32] . . . . .	16
I.7	Évolution du mix énergétique de production mondiale de l'énergie électrique [15]	20
I.8	Historique et projection à l'horizon 2030 du mix énergétique mondial pour atteindre les objectifs de l'accord de Paris [50] . . . . .	21
I.9	Puissance installée raccordée au réseau de distribution depuis 2016 [71] . . . . .	29
I.10	Évolution du réseau électrique vers le <i>Smart Grid</i> [78] . . . . .	30
I.11	Potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre par le déploiement des <i>Smart Grids</i> dans le monde à l'horizon 2050 [78] . . . . .	31
I.12	Schéma illustrant les domaines de recherches transverses aux <i>Smart Grids</i> et aux micro-réseaux (adapté de [85] et [78]) . . . . .	34
I.13	Schéma représentant les avantages économiques théoriques à l'intégration des SSE dans un micro-réseau connecté réseau [106] . . . . .	44
I.14	Synthèse de la méthodologie de conception et de réalisation d'un micro-réseau	45
I.15	Représentation générale de l'imbrication dimensionnement/gestion/contrôle-commande dans les micro-réseau . . . . .	48
I.16	Les types de générateurs distribués dans les micro-réseaux adaptés de [125] [126] et [127] . . . . .	55
I.17	Le bâtiment Adream et les champs expérimentaux de recherche internes au bâtiment . . . . .	59
II.1	Description du chapitre II dans le contexte de la méthodologie de conception et de réalisation d'un micro-réseau proposée dans la thèse . . . . .	70
II.2	Schéma d'une unité du micro-réseau . . . . .	77
II.3	Synthèse des méthodes de contrôle et gestion des micro-réseaux . . . . .	79
II.4	Synoptique électrique du banc expérimental "mini-OPA" . . . . .	84



---

II.5	Schéma d'une unité du micro-réseau . . . . .	87
II.6	Schéma de principe du contrôle du micro-réseau inspiré par la méthode du <i>DC bus signaling</i> . . . . .	89
II.7	Caractéristique de $v_t^{bus}$ et évolution du point de fonctionnement du bus DC en fonction du contrôle des unités dans le micro-réseau . . . . .	91
II.8	Diagramme des fonctions et des interactions entre le superviseur et les différentes unités et système du banc "mini-OPA" . . . . .	98
II.9	Interface de réglage des paramètres de sécurité du banc de test . . . . .	99
II.10	Interface générale de "mini-OPA" . . . . .	100
II.11	Interface de réglage d'un scénario à partir des fichiers de données . . . . .	102
II.12	Photographies du banc expérimental "mini-OPA" et précision des blocs fonctionnels . . . . .	106
II.13	Synthèse des topologies et des techniques de contrôle des convertisseurs DC/DC [181] . . . . .	108
II.14	Schéma simplifié du convertisseur DC/DC <i>boost &amp; buck</i> connectant un SSE au bus DC . . . . .	109
II.15	Carte électronique de l'ISBC réalisé et schéma électrique simplifié . . . . .	111
II.16	Schéma électrique de l'ISBC . . . . .	112
II.17	Stratégie de contrôle du LC et schéma de ses interactions avec le PMS . . . . .	115
II.18	Principe des deux boucles d'asservissement imbriquées courant/tension . . . . .	117
II.19	Explication de l'ordre de calcul des trois boucles de régulation dans le temps . . . . .	119
II.20	Validation du LC développé et du fonctionnement des trois boucles d'asservissement . . . . .	120
II.21	Émulation profils de la source et de la charge, comparaison de la consigne et des mesures pour le scénario 1 . . . . .	125
II.22	Puissances mesurées pour les 2 SSE et variations de tension du bus pour le scénario 1 . . . . .	126
II.23	Puissances mesurées aux bornes de l'ISBC et du SSE n°1 dans le cas du scénario 2 . . . . .	128
II.24	Variation du SoC du SSE n°1 dans le cas du scénario 2 . . . . .	129
II.25	Variations de la tension du bus et du SSE n°1 dans le cas du scénario 2 . . . . .	129
III.1	Description du chapitre III dans le contexte de la méthodologie de conception et de réalisation d'un micro-réseau proposée dans la thèse . . . . .	135
III.2	Classification des différentes catégories des SSE électriques . . . . .	137
III.3	Considérations à différentes échelles des SSE (adapté de [209]) . . . . .	139
III.4	Schéma de la cellule électrochimique . . . . .	141
III.5	Schéma de principe du fonctionnement d'une batterie constitué d'une ou plusieurs cellules électrochimiques identiques . . . . .	143

III.6	Variables, paramètres, phénomènes, modes de fonctionnement et liens entre les différentes entités pour l'étude d'une batterie . . . . .	145
III.7	Caractéristiques courant et tension en fonction du temps en charge CC-CV . . .	150
III.8	Caractéristiques courant, tension et puissance en fonction du temps en décharge CC, CP ou CR ([9] à partir de [202]) . . . . .	152
III.9	Différents type de modèles entrants en jeu dans la modélisation globale d'une batterie . . . . .	169
III.10	Exemple de données d'évolution du SoH en fonction de Nc et pour plusieurs DoD (VRLAB RS [200]) . . . . .	178
III.11	Nombre de cycle équivalent $N_{EoL}$ en fonction du $\Delta SoC$ des cycles partiels autour de différents pSoC [250] . . . . .	179
III.12	Données de durée de vie issues des <i>datasheets</i> pour 3 types de batteries et interpolation de la courbe $N_{EoL}(DoD)$ (axe de gauche) et de $Ahc(DoD)$ (axe de droite) . . . . .	180
III.13	Schéma représentant les interactions entre les différentes espèces chimiques pendant la décharge d'une cellule de batterie PbA [217] . . . . .	187
III.14	Vue en coupe éclatée d'une VRLAB VARTA [217] . . . . .	190
III.15	Synthèse des relations entre usages, mécanismes de vieillissement, modes de dégradation et dégradations de performances pour les batteries PbA . . . . .	191
III.16	Courbes $SoH(Nc)$ pour les VRLAB Yuasa NP1.2-6 pour un cyclage à pSoC et $\Delta SoC$ différents . . . . .	196
III.17	Courbes $SoH(Nc)$ pour les VRLAB Yuasa NP1.2-6 pour différents cycles à pSoC variables avec des recharges complètes à partir de SoH 80% . . . . .	197
III.18	Méthodologie de validation des modèles de batteries . . . . .	202
III.19	Synoptique du modèle PE . . . . .	208
III.20	Mesures du test à C-rate 0.05C effectué sur BAT#2 . . . . .	209
III.21	Caractéristiques réelles de tension en fonction de la capacité chargée et déchargée et de puissance en fonction de l'énergie chargée et déchargée, par cycle pour les VRLAB Yuasa BAT#1, BAT#2 et BAT#3 . . . . .	210
III.22	Interpolation et identification des paramètres de la fonction $v_t^B = f(i_t^B, q_t^B)$ pour le modèle IVQ . . . . .	211
III.23	Synoptique du modèle IVQ . . . . .	212
III.24	Mesures du test GITT effectué sur la BAT#4 . . . . .	213
III.25	Mesures de $v^{OC}$ et $R_{int}$ pour toutes les batteries et détermination de $v^{OC} = g(q_t^B)$ et $R_{int} = h(q_t^B)$ (R-square > 98% pour chaque VRLAB) . . . . .	215
III.26	Synoptique du modèle OCVR . . . . .	216
III.27	Comparaison des mesures et des modèles PE et OCVR pour la VRLAB BAT#3 et le profil n°6 . . . . .	218
III.28	Erreurs relatives pour chaque modèle par rapport à la mesure de tension, de SoC et de SoE pour tous les profils et toutes les VRLAB . . . . .	220

---

III.29	Puissance en fonction de l'énergie en charge CC-CV pour différents DoD de départ et C-rate de charge . . . . .	222
IV.1	Description du chapitre IV dans le contexte de la méthodologie de conception et de réalisation d'un micro-réseau proposée dans la thèse . . . . .	228
IV.2	Organigramme de l'algorithme de dimensionnement complet . . . . .	242
IV.3	Exemples de définition de $\Delta E_i^{sse}$ par rapport à $e_t^{bal}$ . . . . .	243
IV.4	Profils d'entrée de la puissance produite et consommée de l'algorithme de dimensionnement . . . . .	245
IV.5	Zoom sur une semaine des profils d'entrée de l'algorithme de dimensionnement	245
IV.6	Front de pareto des configurations calculées par le méthodes de pré-dimensionnement proposées . . . . .	247
IV.7	Résultats de simulation de l'évolution de la puissance $p_t^{sse}$ dans le cas de configuration optimale . . . . .	248
IV.8	Zoom sur quelques jours de la puissance de la batterie et évolution de son SoE en fonction du temps . . . . .	249
IV.9	Résultats de simulation de l'optimisation de l'ordonnancement réalisée grâce au GA . . . . .	256
IV.10	Résultats de simulation de l'optimisation couplée planification et ordonnancement réalisée par MILP . . . . .	257
IV.11	Comparaison des profils de puissance du SSE entre la simulation avec GA et les résultats réels . . . . .	257
IV.12	Comparaison des variations de tension et de courant du SSE entre la simulation avec GA et les résultats réels . . . . .	258
IV.13	Comparaison des variations de SoC entre la simulation avec GA et les résultats réels . . . . .	258

# Liste des tableaux

I.1	Synthèse des capacités ou du potentiel du <i>Smart Grid</i> . . . . .	37
I.2	Synthèse des challenges du <i>Smart Grid</i> . . . . .	38
I.3	Synthèse des services du stockage et du pilotage de la demande à tous les niveaux du réseau . . . . .	40
II.1	Cahier des charges et limites globales du banc expérimental "mini-OPA" . . . . .	85
II.2	Nomenclature et liste des paramètres entrant en jeu dans le contrôle du banc "mini-OPA" . . . . .	88
II.3	Valeurs des composants de l'ISBC . . . . .	112
III.1	Spécifications techniques limites des VRLAB Yuasa NP1.2-6 . . . . .	203
III.2	Limites de tension de décharge à différents C-rate pour des cycles complets (charge CC-CV et décharge CC) pour les VRLAB Yuasa NP1.2-6 . . . . .	209
IV.1	Paramètres de l'algorithme de dimensionnement . . . . .	247
IV.2	Résultats de dimensionnement pour la configuration optimale . . . . .	248
IV.3	Paramètres des serveurs disponibles au LAAS-CNRS . . . . .	255



# Introduction générale

L'humanité réalise peu à peu son impact sur l'environnement à travers son influence sur le climat et la biodiversité. À cette prise de conscience, vient s'ajouter une croissance de la consommation mondiale d'énergie liée à l'évolution des usages et à l'augmentation des besoins dans les pays émergents. Ces constats, conjugués à la raréfaction des ressources fossiles, amènent la population, les institutions et les scientifiques de nombreux pays à s'interroger sur les pratiques de consommation et les filières de production de l'énergie. Comme les autres types d'énergie, la filière de production de l'électricité doit se positionner dans ce changement obligatoire de paradigme et s'engager à devenir "vecteur" de la transition énergétique. Face à ces défis à court et long termes, des engagements vers l'intégration massive des énergies renouvelables (EnR), et plus spécifiquement, du photovoltaïque (PV) et de l'éolien, sont pris notamment lors des diverses *Conferences Of the Parties (COP)* internationales. Pour être cohérent avec les objectifs de la transition énergétique et les enjeux environnementaux, les nouveaux mix énergétiques doivent satisfaire à des critères économiques, écologiques et sociaux, tout en garantissant le fonctionnement attendu par l'utilisateur ; en l'occurrence, la fourniture d'électricité. Les réseaux électriques doivent donc s'inscrire dans une démarche d'écoconception pour un développement durable.

Bien que la France reste, pour la production électrique, à fort taux d'origine nucléaire (70,6% en 2019), le taux de production à partir des EnR augmente atteignant en 2019, 21.5% de la production annuelle d'électricité (avec 6.3% d'origine éolienne, 2.2% d'origine PV, 11.2% d'origine hydraulique et 1.8% à partir de bioénergies) [1] et 23.4% de la production annuelle d'électricité en 2020 [2], avec une croissance de la production éolienne entre 2019 et 2020 de 17.3% et de la production PV de 2.3% [2].

Pendant, ces EnR restent difficiles à gérer, notamment à cause de leurs intermittences liées aux dépendances climatiques, engendrant des problématiques de stabilité et de continuité d'approvisionnement de l'électricité. À ces points, s'ajoute la question de l'efficacité énergétique de ces sources. Par exemple, le parc solaire a atteint une puissance installée d'environ 10,4 GW à la fin de l'année 2020 correspondant à une production totale annuelle de 12.6 TWh [2] soit à peine plus d'un quart de ce que pourrait produire une telle installation en fonctionnant 12h par jour, 365 jours par an. Ces challenges obligent aujourd'hui le réseau électrique à évoluer vers plus de flexibilité afin d'intégrer ces sources d'EnR aléatoires, amenant ainsi à la question de l'intégration de Systèmes de Stockage de l'Énergie (SSE) et soulevant de nouveaux verrous scientifiques comme la gestion de la réversibilité du réseau, de ces nouvelles sources de flexibilité et de la multiplicité des acteurs et des modes d'échanges.

Les micro-réseaux apparaissent alors comme une solution intéressante, aptes à déployer localement et conjointement des sources d'EnR et leurs SSE dédiés. En effet, ils vont permettre de faciliter la gestion de ces nouvelles sources de flexibilité et nouveaux modes de fonctionnement, comme l'îlotage et l'autoconsommation. Gérant de nouveaux moyens de production

d'énergie électrique, ils amèneront ainsi de nouveaux usages et modes d'échanges développant ainsi les sites de productions de faibles capacités d'énergie et/ou de puissance décentralisées et distribuées. De par leurs échelles réduites et leurs statuts indépendants par rapport au réseau de distribution et de transport principal, les micro-réseaux permettront de limiter la complexité des problèmes techniques et des besoins d'optimisation envisagés, autant pour la gestion des échanges d'énergie que pour optimiser l'efficacité énergétique. A priori, ils vont être aptes à augmenter la flexibilité par rapport au réseau conventionnel, augmenter la sécurité et la robustesse de la fourniture d'électricité en permettant par exemple la redondance des éléments au niveau local et permettre d'intégrer de nouvelles possibilités en terme de stratégies de gestion de l'énergie. Par conséquent, ces micro-réseaux sont amenés à se développer et se répartir peu à peu, de manière distribuée, sur le réseau électrique conventionnel existant, couvrant des besoins à l'échelle d'un bâtiment, d'un village ou d'un quartier.

Dans une démarche cohérente, le déploiement des SSE au sein des micro-réseaux doit se faire en lien avec des critères de développement durable (économiques, sociaux et environnementaux), et ce, dès la phase de conception du micro-réseau. En effet, c'est bien dès la phase de dimensionnement que l'ensemble des ces critères doivent être évalués, en lien avec le système de gestion futur, pour que l'ensemble du micro-réseau assure sa fonction première qui est de garantir de manière optimale la continuité et la qualité de la distribution d'électricité vers les consommateurs.

Dans ce contexte, les travaux de cette thèse se sont focalisés sur l'intégration des SSE électrochimiques au sein des micro-réseaux d'énergie électrique, facilitant ainsi l'insertion des EnR dans les réseaux. Les travaux de recherche ont été effectués au sein du Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes du Centre National de la Recherche Scientifique français (LAAS-CNRS) dans l'équipe "Intégration des Systèmes de Gestion de l'Énergie" (ISGE) du département "Gestion de l'Énergie" (GE) et l'équipe "Services et Architectures pour Réseaux Avancés" (SARA) du département "Réseaux, Informatique, Systèmes de Confiance" (RISC). Ils s'ancrent sur des travaux antérieurs portant sur l'optimisation de la production PV, des convertisseurs associés et de la gestion du besoin en stockage des EnR, amenant à une problématique plus générale sur la conception des micro-réseaux. Ces travaux antérieurs ont donné lieu à de nombreuses discussions sur la conception de stratégies de gestion et des méthodes de dimensionnement associées. Concernant la gestion des micro-réseaux, des discussions autour de la commande hiérarchique ouvertes au sein de l'axe stratégique transverse "Énergie" du laboratoire ont pu se concrétiser à travers ces premiers travaux communs. Ainsi, d'autres équipes du LAAS se sont impliquées dans ces travaux de thèse comme les équipes "Recherche opérationnelle, Optimisation combinatoire et Contraintes" (ROC) et "Méthodes et Algorithmes de Commande" (MAC), appartenant au département "Décision et Optimisation" (DO). Au regard de l'intérêt croissant et commun pour la gestion et le dimensionnement des SSE dans les micro-réseaux stationnaires et vis à vis de l'aspect transdisciplinaire<sup>1</sup> de ces recherches,

---

1. Recherche à la fois pluridisciplinaire (qui intéresse et nécessite plusieurs domaines de compétences) et interdisciplinaire (qui entraîne ces domaines à interagir entre eux) [3].

---

cette thèse a été financée par une des bourses attribuées aux "Axes Thématiques Prioritaires" de l'Université Toulouse III - Paul Sabatier, valorisant une approche interdisciplinaire. De plus, ces travaux s'inscrivent plus largement au sein du projet NéOCampus [4] de l'Université oeuvrant au développement des campus éco-responsables, créé en 2011 à la suite du "Plan Vert" du Ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation [5]. La partie expérimentale a été réalisée et validée sur la plateforme "Synergie" du laboratoire [6] avec l'aide des ingénieurs des équipes de soutien et de support à la recherche du laboratoire, "Informatique : Développement, Exploitation Assistance" (IDEA) et "Instrumentation Conception Caractérisation" (I2C), déjà très investis dans la création et le développement de la plateforme Synergie.

Ce manuscrit de thèse est composé de quatre chapitres distincts, focalisés chacun sur une problématique des micro-réseaux que nous avons pu aborder au cours de ce doctorat.

**Chapitre I** Le premier chapitre donne le contexte énergétique et environnemental qui a conduit au développement des micro-réseaux, faisant émerger un champ de recherche portant sur l'optimisation du couple dimensionnement-gestion des SSE par rapport à des critères liés au développement durable. Ce chapitre constitue le point de départ de notre travail axé sur l'existant. Ainsi, nous rappelons l'historique de l'évolution des réseaux conventionnels vers les *Smart Grids* et les services possibles offerts par le stockage dans ce contexte, identifiant ainsi les usages des SSE qui en découlent. Afin d'identifier les verrous dans la conception optimale des SSE, nous avons décrit les principaux concepts et définitions autour des micro-réseaux et des SSE qui sont nécessaires pour la compréhension du reste du manuscrit. Nous expliquons ainsi comment sont pris en compte les critères de développement durable notamment à travers l'estimation du vieillissement des SSE et son optimisation via la gestion de l'énergie au sein du micro-réseau devant être pris en compte dès le dimensionnement. Nous donnons en fin de chapitre les objectifs de la thèse dans ce contexte et rappelons les liens avec les travaux antérieurs réalisés au LAAS-CNRS.

**Chapitre II** Ce chapitre est consacré à la conception et la réalisation du banc de test émulant un micro-réseau continu basse tension tel que ceux qui peuvent exister dans les bâtiments. Ce banc expérimental nous a permis de valider les modèles de SSE dans un environnement de type micro-réseau et de tester différentes stratégies de gestion de l'énergie. L'intérêt majeur de ce banc est qu'il nous permet de reproduire plusieurs scénarios en maîtrisant et en ayant connaissance de l'ensemble des composants du banc, de ces modes d'opérations et des lois de contrôle réelles implémentées. Au vu de l'expertise de l'équipe ISGE sur la réalisation des convertisseurs, certains aspects du banc réalisé, comme l'architecture de puissance des convertisseurs développée, reste des points originaux. Cependant, ces points n'étant pas réellement dans l'objectif de la thèse, une grande partie a été mise en annexe, notamment sur le calcul des correcteurs pour le contrôle-commande des convertisseurs. Les choix de mise en oeuvre sont étayés par une étude bibliographique sur le contrôle-commande et la gestion des flux de puissance en temps réel des micro-réseaux. Nous



montrons le degré de flexibilité atteint qui nous a permis de tester différentes stratégies de gestion de l'énergie et différents SSE.

**Chapitre III** Ce chapitre a pour but de répondre à la question concernant les comportements des SSE pertinents à modéliser et dans quelle précision cela est nécessaire lorsque nous faisons du dimensionnement et de la gestion des micro-réseaux. Nous avons traité cette question concernant la modélisation, par le prisme des batteries, puisque c'est sur ce type de SSE que nous avons travaillé en particulier, avec un focus sur les batteries Plomb-Acide (PbA). Nous avons brièvement rappelé le principe de fonctionnement d'une batterie et ses mécanismes de vieillissement. Cette partie nous permet de comprendre ce qu'il faut prendre en compte lors du dimensionnement et de la gestion des SSE et la nécessité d'établir des indicateurs permettant de qualifier les utilisations des SSE, pour les préconiser alors que certaines autres sont au contraire à éviter. Sur la base d'un état de l'art des modèles de fonctionnement des batteries et des lois d'estimation de leurs durées de vie, nous avons adopté un angle d'approche original consistant à évaluer les avantages et les défauts d'un modèle de comportement par rapport à l'objectif de la simulation et à la prise en compte des dégradations qu'il permet. A l'issue de cette étude bibliographique, nous avons comparé plus particulièrement trois modèles fréquemment rencontrés dans le domaine de l'optimisation et de la gestion des micro-réseaux. Nous proposons alors une méthodologie de modélisation pour les modèles sélectionnés, puis nous validons ces modèles par rapport à des essais expérimentaux lorsque la batterie est utilisée seule, en dehors du système réel mais avec des profils d'utilisation issus des données de fonctionnement du bâtiment à énergie optimisée Adream de la plateforme "Synergie" du LAAS-CNRS et témoignant d'un usage de type micro-réseaux. Cette comparaison a mis en évidence certains manques de représentation par rapport aux phénomènes mis en jeu lors de la charge des batteries PbA alors que ce mode de fonctionnement (et les protocoles dont il relève) implique des dégradations. Nous proposons alors un modèle mieux adapté que les modèles de type "puissance-énergie" s'avérant trop simples.

**Chapitre IV** Le dernier chapitre de ce manuscrit porte sur les algorithmes de gestion et de dimensionnement des micro-réseaux testés et mis en oeuvre dans ces travaux. Nous proposons premièrement un état de l'art sur les méthodes de dimensionnement-gestion existantes, les critères ou objectifs généralement optimisés ainsi que les outils existants. Nous montrons alors les limites de ces méthodes et le peu d'études existantes concernant les performances des modèles de SSE utilisés pour le dimensionnement et la mise en place de la stratégie de gestion et ce, par rapport aux performances réellement atteintes. Nous proposons une méthode de dimensionnement constituée d'une phase de pré-dimensionnement sans modèle, puis d'une phase de validation et cherchons ensuite à comparer les résultats obtenus en fonction du modèle de SSE utilisé par rapport à la représentation des phénomènes influençant le vieillissement et décrits au chapitre III. Pour réaliser les études, nous expliquons les choix possibles pour prendre en compte le

rendement du convertisseur associé aux SSE et expliquons certaines de ces approches permettant de développer un modèle de rendement de convertisseur. Enfin, nous développons deux stratégies de gestion du SSE et de la demande, basées sur des approches de résolution, de planification de l'énergie et d'ordonnancement des tâches différentes; la première méthode est issue des travaux de l'équipe ROC et la seconde, de l'équipe SARA. Nous utilisons dans ces méthodes deux approches de modélisations différentes des SSE et comparons l'influence des modèles par rapport à la validité de la stratégie de gestion en fonctionnement réel.

La figure 1 illustre l'organisation du manuscrit autour des grands objectifs de la thèse. Cette figure souligne les transitions et liens entre chaque chapitre, qui suivent notre démarche scientifique.

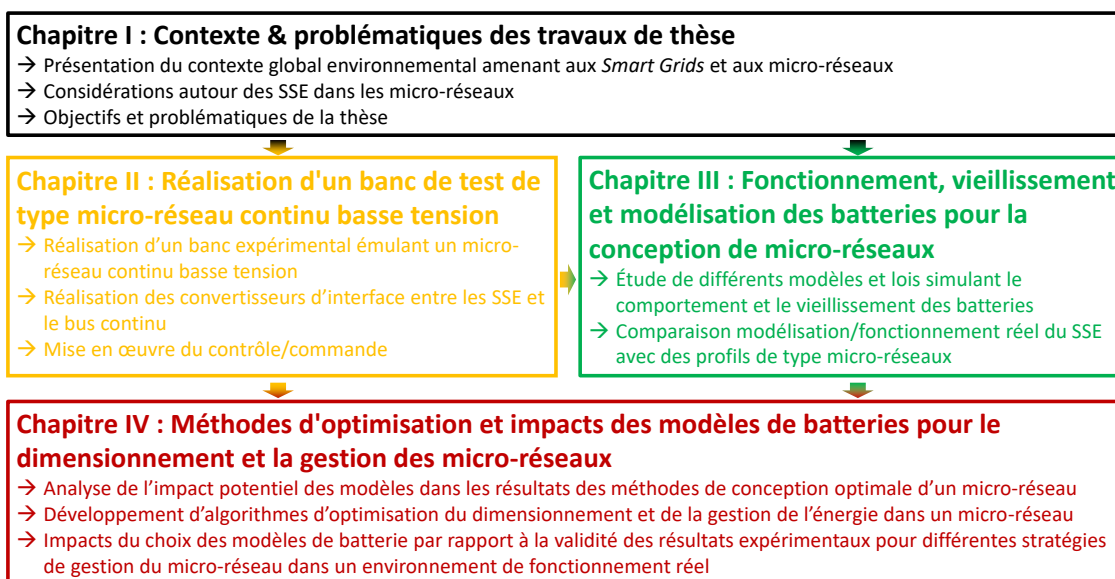


FIGURE 1 – Organisation du manuscrit restituant les travaux de thèse



# Contexte & Problématiques des travaux de thèse

## Sommaire

<b>1</b>	<b>Introduction</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>L'énergie électrique face aux enjeux du développement durable</b>	<b>9</b>
2.1	Croissance de la demande en énergie	10
2.1.1	Augmentation globale des besoins énergétiques	10
2.1.2	Augmentation du besoin spécifique en énergie électrique	12
2.2	Conséquences de l'activité humaine sur l'environnement	13
2.2.1	Les émissions de gaz à effet de serre	13
2.2.2	Le dérèglement climatique et l'impact sur les écosystèmes	15
2.2.3	L'épuisement des ressources fossiles	16
2.2.4	Le cas de l'énergie électrique	17
2.3	Des engagements en faveur des énergies renouvelables	18
2.4	Les mutations du réseau face à l'intégration des énergies renouvelables	22
2.4.1	Les acteurs et l'architecture du réseau électrique Français	22
2.4.2	Les verrous techniques à cette intégration	25
2.4.3	Des solutions amenant à la mutation du réseau	27
<b>3</b>	<b>Les Micro-réseaux</b>	<b>32</b>
3.1	Les systèmes de stockage dans les micro-réseaux au sein du <i>Smart Grid</i>	32
3.1.1	Lien entre <i>Smart Grid</i> et micro-réseau	32
3.1.2	Les possibilités et les défis des micro-réseaux et du <i>Smart Grid</i>	33
3.1.3	Vers les usages des systèmes de stockage de l'énergie	39
3.2	Les micro-réseaux et leurs problématiques de conception et de réalisation	44
3.2.1	L'initialisation	46
3.2.2	La conception	48
3.2.3	La réalisation	51
<b>4</b>	<b>Contexte des travaux de thèse, problématiques et objectifs</b>	<b>57</b>
4.1	Travaux antérieurs et positionnement des travaux de thèse	58
4.2	Problématiques, objectifs et structure de la thèse	63
<b>5</b>	<b>Conclusion</b>	<b>64</b>

**Résumé du chapitre** *La volonté d'intégration massive des sources d'EnR dans les réseaux électriques, traditionnellement dits centralisés, a conduit à une évolution progressive vers une architecture fortement distribuée et une gestion décentralisée. Dans ce contexte, émerge un nouveau concept : le micro-réseau. Il permet d'associer des sources d'EnR et des SSE en offrant de nouvelles perspectives de gestion. Nous rappelons dans ce chapitre, les principales raisons à l'évolution des réseaux électriques, puis l'ensemble des notions nécessaires à la compréhension et à l'étude des micro-réseaux. Nous rappelons ensuite les verrous techniques et méthodologiques liés à la conception des micro-réseaux et notamment à la prise en compte du vieillissement et du fonctionnement des SSE dans l'optimisation du dimensionnement et de la gestion de ces micro-réseaux.*

## 1 Introduction

Depuis la révolution industrielle au XIX<sup>e</sup> siècle, l'évolution démographique mondiale et l'augmentation des besoins en énergie pour les activités agricoles, industrielles et domestiques ont eu deux conséquences principales : le dérèglement climatique associé, plus largement, à celui des écosystèmes et l'épuisement des ressources fossiles qui, jusqu'à maintenant, représentent la principale ressource énergétique. Désormais, l'augmentation des besoins liés à l'activité humaine s'accompagne d'une prise de conscience de leur impact sur l'environnement et implique que nous nous interroguions sur notre façon de consommer et de produire de l'énergie électrique. Ce contexte amène globalement à de nouveaux challenges pour faire face aux défis et compromis économiques, sociétaux et écologiques.

Ce chapitre a pour but d'introduire le contexte général des micro-réseaux, ainsi que l'ensemble des définitions nécessaires à la compréhension des verrous limitant encore leur développement. Le chapitre s'articule autour de trois sections, décrites ci-dessous.

**Section 2** Cette section est consacrée aux raisons amenant à l'évolution des réseaux, et plus particulièrement du réseau français. Nous rappelons les grands engagements pris par la communauté internationale en faveur des EnR et les limites scientifiques et techniques relatives à la mise en oeuvre de ces engagements. Nous introduisons les besoins qui ont conduit au concept de *Smart Grid* incluant la notion de micro-réseau.

**Section 3** Dans cette section, nous expliquons en quoi le micro-réseau est un outil permettant le développement des *Smart Grids*. Nous décrivons et définissons ensuite les différents éléments constituant un micro-réseau et nous faisons une synthèse des verrous à lever ainsi que des problématiques soulevées dans la littérature concernant les micro-réseaux. Plus particulièrement, nous nous intéressons aux problématiques liées au dimensionnement et à la gestion des SSE dans les micro-réseaux.

**Section 4** Nous situons les travaux développés dans cette thèse dans le contexte des recherches réalisés au laboratoire et nous positionnons nos problématiques par rapport à celles de la littérature mises en évidence en section 3. Nous expliquons en quoi l'angle d'approche choisi pour étudier le fonctionnement et le vieillissement des SSE est original dans ce domaine déjà très investi par la communauté des micro-réseaux. Nous terminons ce chapitre en rappelant les objectifs de cette thèse et en précisant comment s'articule le manuscrit autour de ces objectifs.

## 2 L'énergie électrique face aux enjeux du développement durable

Cette section explique premièrement comment ont évolué les usages et le mode de vie de l'Homme, amenant à l'augmentation de la consommation énergétique mondiale et à la nécessité de répondre à un besoin en énergie électrique croissant. La deuxième partie de cette section illustre ensuite les impacts connus sur l'environnement et les écosystèmes de l'industrie et

de la production énergétique, amplifiés par une consommation sans cesse croissante. Une attention particulière est apportée sur les émissions de "Gaz à Effet de Serre" (GES) et, plus particulièrement sur l'influence de l'énergie électrique. Suite à ces constats, la troisième partie de cette section, présente les motivations sociales et politiques qui nous poussent aujourd'hui à développer les EnR. Enfin, la dernière partie de cette section est consacrée à l'évolution du réseau électrique en France, conséquence du déploiement massif des EnR et de la volonté de maîtrise de l'énergie et des consommations.

## 2.1 Croissance de la demande en énergie

### 2.1.1 Augmentation globale des besoins énergétiques

Une étude de l'Institut National de la Statistique et des Études Économiques (INSEE) datant de 2020 [7] basée sur les données démographiques de l'Organisation des Nations Unies (ONU) [8] explique que la croissance de la population s'est fortement accélérée depuis le XIX<sup>e</sup> siècle avec les progrès de la médecine et de l'alimentation. Bien que depuis la fin des années 60, cette tendance semble se freiner, la population continue d'augmenter dépassant actuellement les 7 milliards d'habitants. Une projection de l'évolution démographique mondiale jusqu'en 2100, proposée par l'ONU et présentée figure I.1, montre que, compte tenu des crises géopolitiques, sanitaires, écologiques et économiques actuelles, la croissance de la population va ralentir pour atteindre une sorte de plateau d'ici 50 ans. Quelles que soient les projections à long terme, force est de constater que sur les dix prochaines années, la population mondiale continue d'augmenter. Cette tendance entraîne une augmentation globale des besoins, et donc des ressources énergétiques.

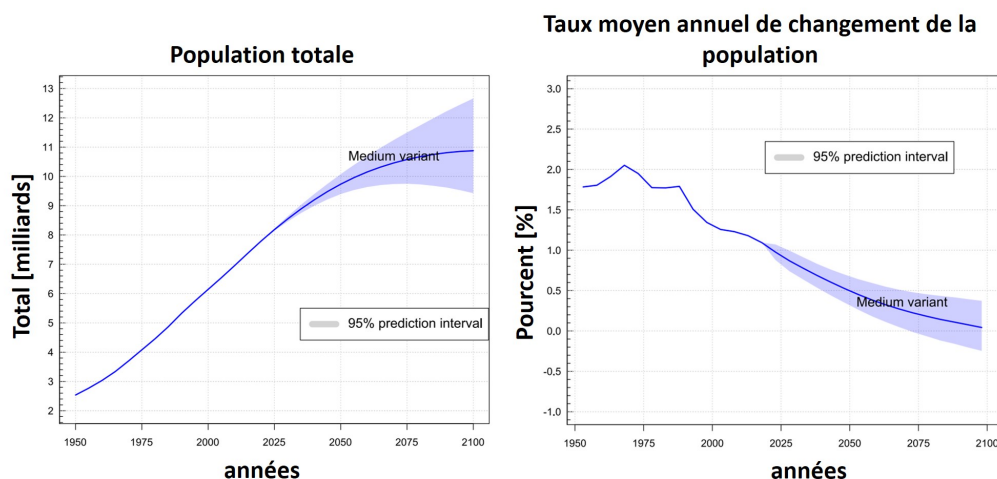
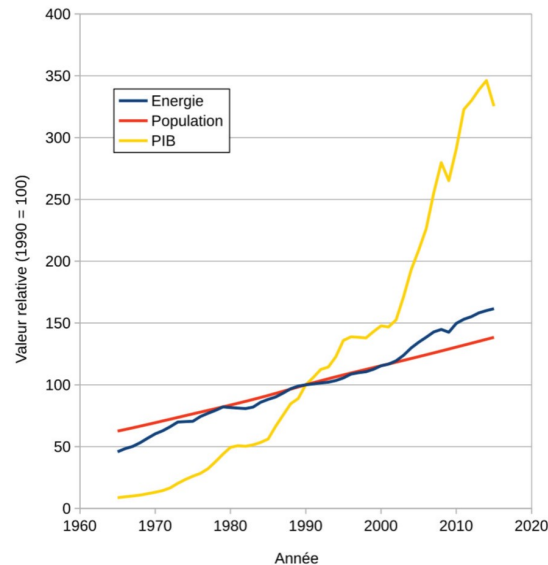


FIGURE I.1 – Évolution de la population mondiale [8]

L'évolution du Produit Intérieur Brut (PIB), indicateur qui reflète l'activité économique d'un pays, montre qu'un lien fort existe entre croissance économique et besoin en ressources énergétiques. D'après une analyse présentée en introduction de la thèse de E. Redondo Iglesias [9], s'appuyant sur les données économiques de la Banque Mondiale [10] et énergétiques de la compagnie britannique BP [11] (anciennement *British Petroleum*), l'augmentation du PIB et de l'activité économique mondiale sont intimement liées à l'augmentation de la demande en énergie. La figure I.2 illustre ce lien de croissance à travers les trois courbes de l'évolution de la population, du PIB et de la consommation d'énergie<sup>1</sup> dans le monde. Sur ce graphique, les données sont relatives et normalisées par rapport aux données de 1990 fixées comme références à une valeur 100. Ce constat implique des besoins en énergie toujours plus importants d'autant plus que les politiques de croissances économiques nationales dans de nombreux pays ne cessent de se développer.



**FIGURE I.2** – Évolution comparée de la population, du PIB et de la consommation d'énergie entre 1960 et 2020, avec les données normalisées par rapport aux données de l'an 1990 [9]

Le rapport statistique faisant état des besoins en énergie dans le monde et publié en 2020 par la société BP [12] à partir des données collectées par le *Center for Energy Economics Research and Policy* de la *Heriot-Watt University* à Edimbourg au Royaume-Uni, explique que la part de la population mondiale consommant moins de 75 GJ/habitant est passée de 76% en 1999 à 57% en 2019, augmentant la portion de la population consommant d'avantage d'énergie et ayant pour conséquence une hausse globale du besoin mondial en énergie. Cependant, 81% de la population mondiale vit dans des pays où la demande moyenne d'énergie par habitant est

1. Le terme d'énergie employé dans ce paragraphe fait référence à l'énergie primaire consommée pour tous types de besoins.



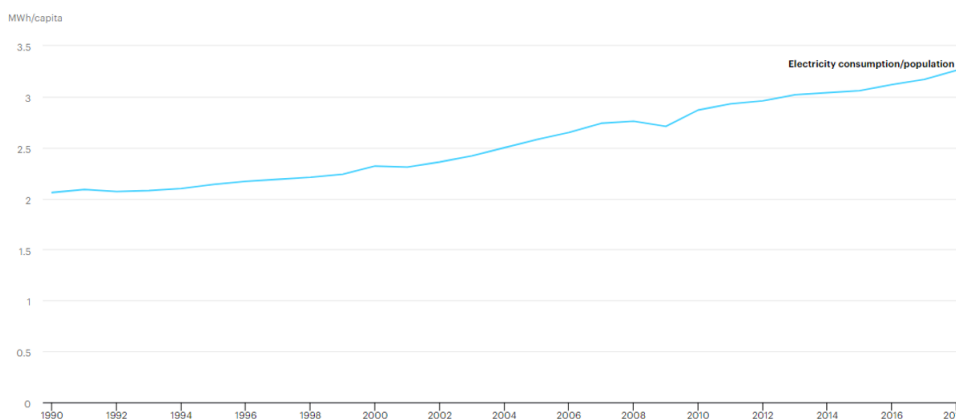
inférieure à 100 GJ/habitant (2% de plus qu'il y a 20 ans) montrant une disparité importante des besoins selon les pays. Un compromis entre accès à l'énergie, croissance économique et développement socio-économique est donc à trouver, tout en considérant l'impact écologique d'une demande importante en énergie. L'exemple de la demande d'énergie moyenne par habitant en Chine qui a augmenté de 17 GJ/habitant en 1979 à 99 GJ/habitant en 2019 est significatif, d'autant plus ramené au nombre de personnes vivant en Asie.

### 2.1.2 Augmentation du besoin spécifique en énergie électrique

En lien avec l'augmentation de besoin en énergie, la demande en électricité ne déroge pas à cette croissance. Nous constatons que globalement la consommation d'électricité augmente régulièrement, quels que soient les secteurs d'activités, comme le montrent les figures I.3 et I.4 à l'échelle mondiale.

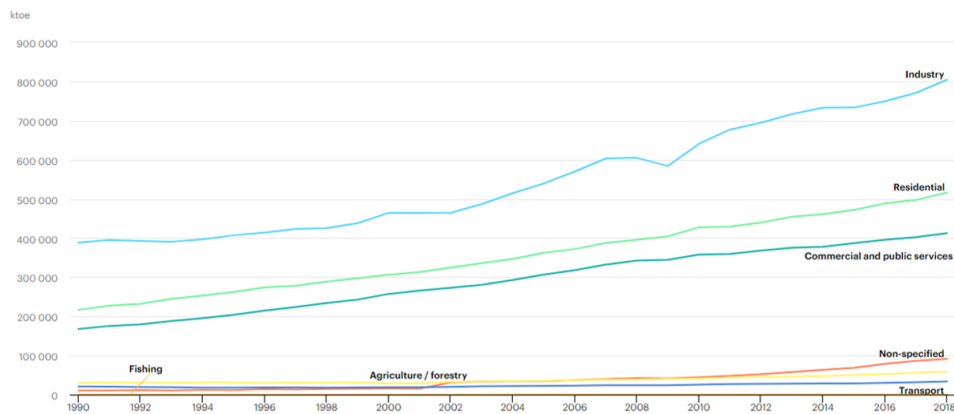
Le secteur de l'industrie est, de loin, le plus consommateur à cause de certains procédés industriels très "énergivores". Cependant, plus de 63% de la consommation d'électricité des pays de l'Organisation de Coopération et de Développement Économique<sup>2</sup> (OCDE) provient des secteurs résidentiels et des services commerciaux cumulés [13].

Les récentes évolutions des pratiques dans le secteur résidentiel et la mobilité douce devrait contribuer à accélérer l'augmentation de cette consommation en électricité. Par exemple, le nombre de stations de recharge de véhicules électriques ou hybrides dans le monde était estimé à environ 5.2 millions à la fin de 2018, avec une installation de 1.6 millions de bornes en 2018 soit 44% de plus par rapport à 2017 et dont plus de 90% sont des points de chargement privé [14]. De plus, l'ensemble des dispositifs numériques et électriques prennent une part de plus en plus importante dans notre quotidien.



**FIGURE I.3** – Consommation d'électricité par habitant dans le monde [15]

2. L'OCDE regroupe 38 pays dont les 27 pays de l'Union Européenne, les pays d'Amérique du Nord, les pays émergents et développés d'Amérique Centrale, d'Amérique du Sud, d'Asie et d'Océanie et la grande majorité des pays du continent européen n'appartenant pas à l'Union Européenne.



**FIGURE I.4** – Consommation d'électricité finale par secteur dans le monde exprimée en ktOE (*kilo tonnes of oil equivalent*) [15]

Ce phénomène de "révolution numérique", exacerbé avec les différents confinements et la crise sanitaire que nous essayons, contribue à l'augmentation de notre consommation d'électricité. Nos usages changent peu à peu et l'électricité pourrait devenir à terme "le principal vecteur d'énergie" comme le prévoit l'Agence internationale des EnR ou *International Renewable Energy Agency* (IRENA) dans un rapport proposant une prédiction à l'horizon 2050 [16] et faisant ici référence à l'énergie au sens large incluant le transport et la production de "chaud" et de "froid" domestique. En effet, la filière de fabrication de chaleur et de froid dans les bâtiments s'oriente également vers plus d'électricité. Les dispositifs modernes, innovants et performants, comme les Pompes à Chaleur par exemple, sont de plus en plus démocratisés et entraînent, à terme, une croissance de l'utilisation de l'électricité. Cette tendance à l'électrification des usages domestiques, de l'industrie et de la filière du transport est confirmée par le rapport "Bilan prévisionnel à l'horizon 2030" publié par le Gestionnaire du Réseaux de Transport de l'électricité (GRT) français RTE [17]. Ce dernier prévoit, en se basant sur la Stratégie Nationale "Bas Carbone" [18] qui est la feuille de route du Ministère français de la Transition Écologique pour engager la transition énergétique, une augmentation de 5% de la consommation globale en électricité d'ici 2030 par rapport à la consommation annuelle de 2019.

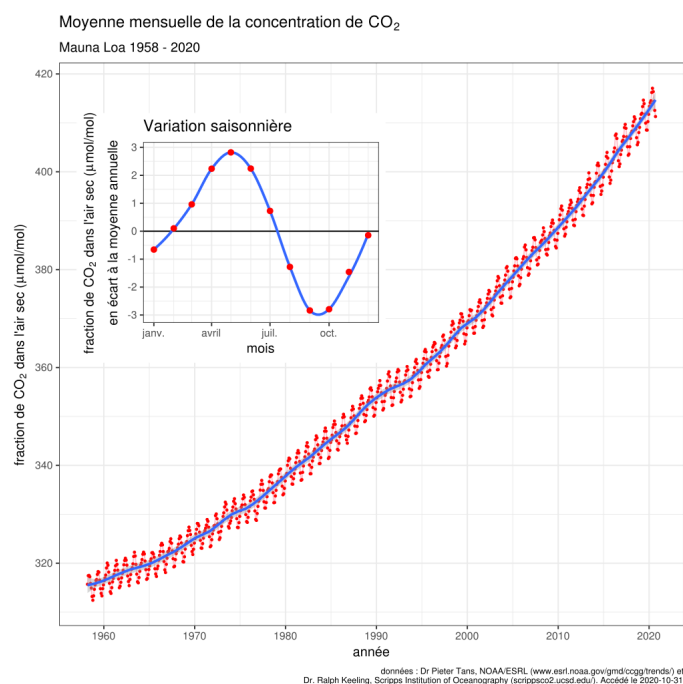
Ces constats sur l'industrialisation moderne couplée à l'activité économique actuelle nous font nous interroger sur les questions de sobriété énergétique amenant à des usages de l'énergie électrique plus raisonnés, de la production à la consommation.

## 2.2 Conséquences de l'activité humaine sur l'environnement

### 2.2.1 Les émissions de gaz à effet de serre

Dans les années 70, le scientifique américain Charles David Keeling est l'un des premiers à avoir mis en évidence la contribution de l'Homme sur le phénomène climatique appelé "Effet de

serre" [19], établi plus de cent ans plus tôt par Joseph Fourier en 1824 [20]. En 1976, Keeling alerte pour la première fois sur le danger de l'augmentation de l'effet de serre et sur ces sources anthropogéniques et les conséquences sur le réchauffement climatique. Il base son étude sur une campagne de mesures de la concentration de dioxyde de carbone ( $CO_2$ ) dans l'atmosphère terrestre effectuée au *Mauna Loa Observatory* à Hawaï. Cette base de données initiée par celui-ci et encore alimentée aujourd'hui témoigne de l'augmentation du  $CO_2$  dans l'atmosphère terrestre depuis 1958. Il en résulte le graphique emblématique de la "courbe de Keeling" représenté figure I.5.



**FIGURE I.5** – Évolution de la concentration du  $CO_2$  dans l'atmosphère terrestre à l'observatoire de Mauna Loa depuis 1958 ou "courbe de Keeling" [21]

Dans son article [19], Keeling met alors en évidence deux contributions distinctes à l'augmentation du  $CO_2$ . D'une part, des fluctuations normales et saisonnières du  $CO_2$ . D'autre part, une croissance des émissions de  $CO_2$  d'origine anthropogénique. Cette seconde source d'émissions était alors principalement due à l'utilisation d'énergies fossiles sous forme de combustion.

Depuis, les études et les constats confirmant le travail de Keeling se sont multipliés. L'augmentation de l'effet de serre lié aux rejets de  $CO_2$  issus de l'activité humaine a été validé par de nombreux chercheurs qui aujourd'hui élargissent ce constat à d'autres gaz, appelés globalement "Gaz à Effet de Serre" et notés GES. En effet, les connaissances sur l'effet de serre sont aujourd'hui plus abouties et montrent que six principaux gaz en sont à l'origine [22],

nous pouvons citer le  $CO_2$ , la vapeur d'eau, le méthane, le protoxyde d'azote, l'ozone et trois substituts des chlorofluorocarbones ou gaz fluorés, principalement émis lors de la fabrication des composants et des cartes électroniques. Généralement, la quantité de GES est mesurée en gramme équivalent  $CO_2$  ou  $g_{eq}CO_2$ . L'impact d'un gaz est évalué à l'aide d'un indicateur appelé Potentiel ou Pouvoir de Réchauffement Global d'un gaz (PRG) qui donne l'influence du gaz sur l'effet de serre pour une durée donnée et par rapport à une quantité de  $CO_2$  ayant le même impact (le PRG de 1g de  $CO_2$  est donc de 1) [23].

### **2.2.2 Le dérèglement climatique et l'impact sur les écosystèmes**

Aujourd'hui, les analyses de l'impact de l'activité humaine sur l'environnement se sont élargies à l'ensemble du dérèglement climatique au-delà de l'effet de serre, regroupant ainsi d'autres phénomènes néfastes constatés sur notre écosystème ou ayant un lien de causalité avec l'effet de serre. Un document nommé *The Climate Change Science Compendium*, publié par le programme pour l'environnement de l'ONU (l'*United Nations Environment Program* (UNEP)) et à destination du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC) (*The Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC)), regroupe plus de 400 articles et contributions scientifiques internationales majeures illustrant et expliquant l'impact de l'Homme sur la dégradation de l'environnement [24]. Ce rapport définit et explique comment les activités anthropogéniques engendrent l'accroissement des phénomènes de dégradations écologiques tels que l'élévation de la température, l'acidification des sols et des eaux qui accélèrent le changement climatique et dérèglent voire détruisent globalement les écosystèmes avec la disparition de certaines espèces parmi lesquelles figurent surtout les insectes suite aux rapports récents du CNRS et de l'académie des sciences [25, 26].

Parmi ces facteurs de dégradations, l'émission des GES reste parmi les causes majeures entraînant des changements climatiques significatifs comme l'augmentation des températures ayant pour conséquence la fonte des glaciers, la hausse du niveau des océans et l'augmentation de la fréquence des catastrophes climatiques comme les ouragans et les tempêtes.

Le cinquième rapport d'évaluation du GIEC, et plus récemment en 2021, la première partie du sixième rapport d'évaluation [27] confirment que les concentrations atmosphériques de  $CO_2$ , de méthane et de protoxyde d'azote ont augmenté pour atteindre des niveaux sans précédent depuis au moins 800 000 ans. La concentration du  $CO_2$  dans l'atmosphère a ainsi augmenté de 40% depuis l'époque pré-industrielle. Cette croissance s'explique en premier lieu par l'utilisation intensive des combustibles fossiles mais également par un phénomène moins connu qui est lié aux changements d'utilisation des sols. En aval de la période étudiée par les rapports du GIEC cités précédemment, une étude du Ministère de la transition écologique français [28] estime que les émissions mondiales de  $CO_2$  auraient augmenté de plus de 65% entre 1990 et 2018. Ce dernier se base pour cela sur les données de l'Union Européenne (UE), Eurostats [29], et les données de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), plus connu sous son acronyme anglais IEA pour *International Energy Agency* [15]. Dans un même temps, l'océan a absorbé

environ 30% des émissions anthropiques de  $CO_2$  entraînant un autre effet néfaste en terme d'acidification de ses eaux.

### 2.2.3 L'épuisement des ressources fossiles

Parallèlement à la prise de conscience progressive du lien entre les activités humaines et la dégradation de l'environnement, une seconde problématique planétaire majeure peut être constatée. En effet, la croissance du besoin en énergie implique un épuisement inévitable à moyen terme des ressources fossiles (charbon, gaz naturel et pétrole). La quantité limitée de ces combustibles risque à terme de créer une pénurie sur la matière première face au besoin en énergie primaire et au rythme des croissances économiques de certains pays. Nous pouvons ajouter à ces ressources fossiles limitées, l'uranium qui sert de matière première dans les réacteurs nucléaires.

Cette prise de conscience de l'épuisement des ressources que la terre peut nous fournir ne cesse d'augmenter grâce à la diffusion généralisée dans les médias. L'idée est de faire évoluer plus rapidement les mentalités pour que les actions menées soient mondiales. Par exemple, nous pouvons noter l'initiative de l'organisation non gouvernementale américaine Global Footprint Network [30] qui met en évidence l'épuisement des ressources en calculant tous les ans et à partir des données des Comptes Nationaux d'Empreinte publiés par l'INSEE et l'ONU [31], le jour du dépassement de la Terre aussi appelé *Earth Overshoot Day* [32].

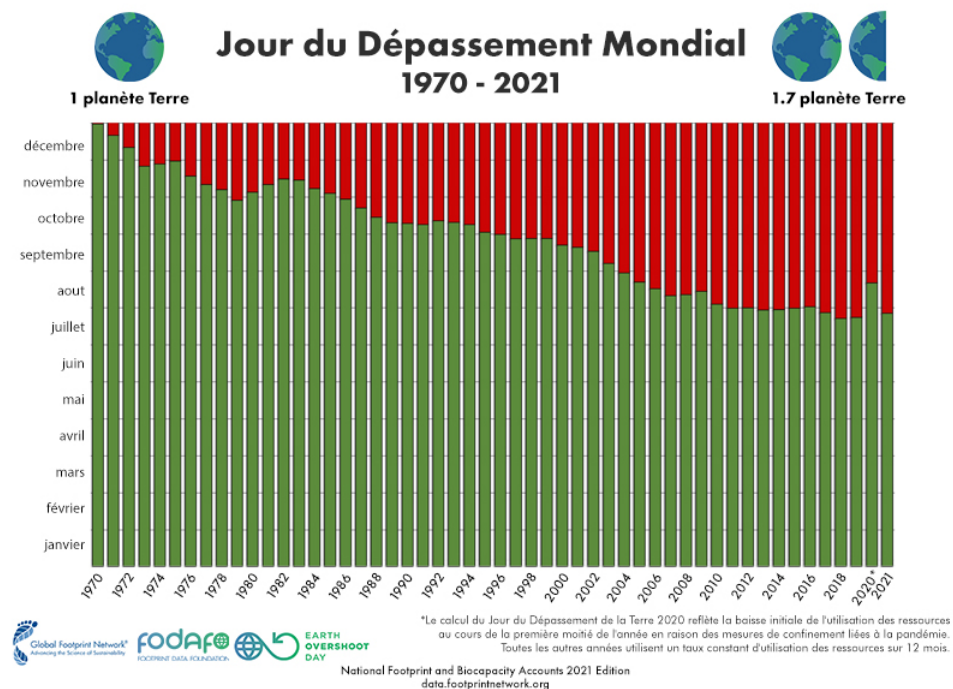


FIGURE I.6 – Évolution du jour du dépassement de la Terre dans le calendrier depuis les années 70 [32]

Cette date fictive signale le moment à partir duquel l'empreinte écologique annuelle de l'humanité, soit la totalité des ressources finies que la population mondiale a consommé depuis le premier jour de l'année, a dépassé la totalité des ressources que la terre aurait pu générer cette même année. Au-delà de la date en elle-même de l'*Earth Overshoot Day*, c'est l'évolution de celle-ci d'une année sur l'autre qui est intéressante puisque chaque année ce jour avance dans le calendrier de manière significative comme le montre la figure I.6. Le calcul de cette date se base sur l'indicateur de bio-capacité de la planète, définie comme la faculté de la terre à produire des ressources potentiellement mobilisables et calculées en catégories de surfaces bioproductives et à l'aide de facteurs de rendement et d'équivalence définie en science de l'écologie [33]. Cette grandeur permet à la fois de mettre en évidence que les ressources disponibles sont largement insuffisantes pour assurer une continuité de l'approvisionnement à l'échelle de plusieurs générations à cause d'un phénomène de sur-consommation et, à la fois que la capacité naturelle de la Terre à produire s'épuise avec les sollicitations humaines de l'environnement.

### 2.2.4 Le cas de l'énergie électrique

De même que pour le reste des activités humaines, la production d'électricité contribue au changement climatique et a un impact sur notre environnement. D'après la base de données Eurostats [29] et les données de l'AIE [15], une étude synthétisée sur le site du ministère de la transition énergétique [28], montre que 41% des émissions de gaz responsables de l'effet de serre sont dues à la production mondiale d'électricité (25% provient des transports, 18% de l'industrie et de la construction, 6% à la production d'énergie autre que électrique, 6% au secteur résidentiel et 4% d'origine autre). Aujourd'hui, la production d'énergie électrique représente une source d'émission de GES importante car elle est issue majoritairement de centrales de combustion de ressources fossiles au niveau mondial. L'étude [34] réalisée par le service des données et d'études statistiques pour le changement climatique, l'énergie, l'environnement, le logement et les transports [35] dépendant du Ministère de la transition écologique français et basée sur les données d'Eurostats [29], de l'AIE [15] et de la méthodologie de calcul des émissions de GES de la commission européenne [36], montre que sur les six pays les plus peuplés appartenant en 2017 à la fois à l'UE et à l'OCDE (France, Allemagne, Royaume-Uni, Italie, Espagne, Pologne), la production d'électricité et de chaleur commercialisée est à l'origine de 34% en moyenne des émissions de GES liées à la combustion d'énergie fossile (charbon, pétrole et gaz naturel) qui représentent 80% du total des émissions de GES. Le reste provenant principalement de l'agriculture, des terres et forêts, des procédés industriels et de la gestion des déchets. Lorsque ces émissions dues à la production de chaleur et d'électricité sont ramenées aux consommations, le secteur productif (tertiaire, industriel et agricole, sans considérer la filière de la production d'énergie ni, les transports en interne dans ces trois filières) devient le premier émetteur de GES par rapport à sa consommation d'électricité et de chaleur, devant le secteur des transports puis le secteur résidentiel.

En France, les deux sources principales d'émissions de GES des ménages français sont

les navettes entre le lieu de travail ou d'études et le logement puis les logements eux-mêmes. Les logements émettent en moyenne 3 150 kg de  $CO_2$  par an [34]. Plus précisément, ces émissions proviennent des maisons individuelles et des collectifs et sont principalement liées aux besoins en chauffage [37]. Un chauffage électrique individuel dans une maison consomme en moyenne environ  $136 \text{ kWh}/m^2$ , soit l'équivalent de  $10.3 \text{ kg eq.}CO_2/m^2$  d'émission de GES alors que, dans le même contexte, une chaudière individuelle au gaz consomme  $205 \text{ kWh}/m^2$ , soit l'équivalent de  $41,5 \text{ kg eq.}CO_2/m^2$ , ou encore  $62 \text{ kg eq.}CO_2/m^2$  pour une chaudière au fioul [37]. Ces chiffres montrent, qu'a priori, un bâtiment plus écologique est plus électrique. Cependant, cela n'est valable que si les sources de production de l'électricité sont non polluantes. De plus, cette volonté de "plus" d'énergie électrique dans le secteur résidentiel afin de minimiser les émissions de GES implique une augmentation du besoin en électricité, qui doit donc être produite de manière durable.

Nous pouvons ajouter que la France, comparée à d'autres pays européens, a la spécificité, en terme de production d'énergie électrique, d'une production à majorité nucléaire. Ce mode de production se distingue par son aspect "propre" si nous considérons le seul indicateur lié au taux d'émissions de GES en fonctionnement. Mais, la problématique du traitement des déchets nucléaires et des accidents reste à traiter et évaluer. Elle a été et est toujours au centre du débat public, avec des enjeux politiques et écologiques sur le recyclage des déchets, le choix et l'acceptation sociale des sites d'enfouissement, le renouvellement du parc nucléaire français et l'empreinte à long terme du nucléaire [38].

### 2.3 Des engagements en faveur des énergies renouvelables

L'ensemble des constats énoncés dans les deux parties précédentes mènent à la recherche de sources de production alternatives dites "dé-carbonées" ou bas carbone (qui n'émet pas de GES en fonctionnement) et renouvelables ayant moins d'impact sur notre environnement et contribuant par conséquent à la diminution de l'épuisement des combustibles fossiles. Le développement industriel doit prendre en compte les impacts écologiques, sociaux et économiques qu'il engendre. Il reste encore de nombreuses recherches à fournir pour trouver le compromis permettant d'atteindre cet objectif mais la prise de conscience mondiale s'accélère au fur et à mesure des catastrophes climatiques et des déplacements de populations aux conséquences géopolitiques jusque-là sous-estimés [39]. Le besoin d'une transition écologique et le concept de développement durable entrent désormais dans l'ensemble des foyers et des sociétés poussant les états à légiférer et se traduit désormais sous la forme de divers accords internationaux pour essayer de ralentir voir arrêter ces phénomènes en chaîne.

Ainsi en 1972, la conférence de Stockholm de l'ONU a été la première conférence mondiale qui a fait de l'environnement une question majeure [40]. La déclaration de Stockholm a placé les questions écologiques au rang des préoccupations internationales. Cette prise de conscience s'est concrétisée par la volonté d'établir une convention-cadre par l'ONU sur le changement climatique adoptée au cours du sommet de la Terre de Rio de Janeiro en 1992, la *United Nations*

*Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) et par le souhait d'organiser les diverses conférences internationales connues sous le nom de *Conferences Of the Parties* (COP)[41]. Lors de la COP3, en 1997, un premier accord sur le climat a été adopté, connu aujourd'hui sous la dénomination "Protocole de Kyoto". Les pays signataires se sont alors engagés à réduire d'au moins 5% leurs propres émissions de GES par rapport à celles mesurées/évaluées en 1990 [42]. L'accord de Paris en 2015 [43], édicté lors de la COP21, accélère et intensifie les engagements des 196 états signataires, dont 55 pays représentant plus de 50% des émissions mondiales de GES. Cet accord est entré en vigueur en 2016 et il vise à limiter la hausse des températures à 1,5°C d'ici 2100. Depuis l'ONU, par le biais de son programme pour l'environnement, l'UNEP et le GIEC, ne cesse d'appeler à agir pour la réduction des émissions de GES, comme récemment avec son sixième rapport dont la première partie a été publiée au début de l'année 2021 [44].

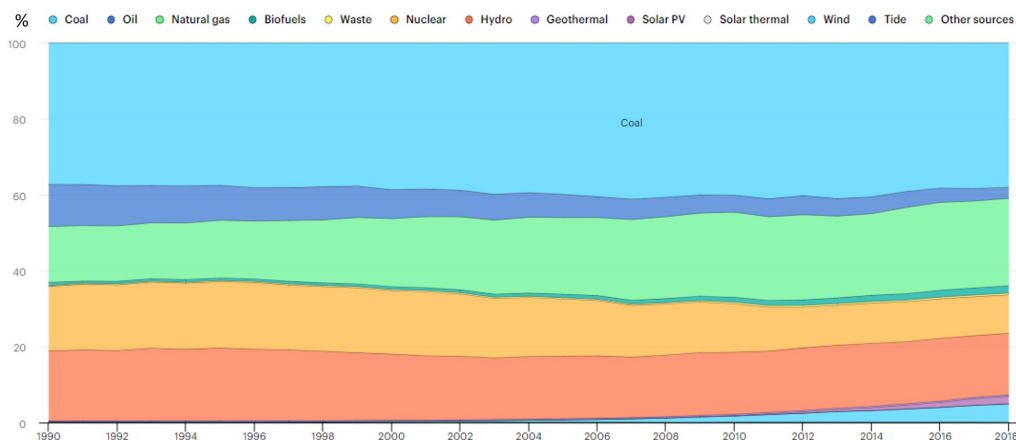
Aujourd'hui, l'UE se doit d'atteindre les objectifs fixés par l'Accord de Paris et a élaboré, à la suite de la signature de cet accord, un plan pour le climat à l'horizon 2020 (H2020) [45] soutenu économiquement par "Le pacte vert pour l'Europe" ou *European green deal* [46]. Ces objectifs étaient de réduire de 20% les émissions de GES par rapport au niveau de 1990, et d'augmenter de 20% la production d'énergie à partir de sources d'EnR et de 20% l'efficacité énergétique [45]. Depuis, une nouvelle cible a été élaborée pour 2030 [47] rendant ces objectifs plus sévères en imposant une réduction d'au moins 40% sur les émissions de GES, une augmentation de 32% de la pénétration des EnR dans le mix énergétique et de 32.5% de l'efficacité énergétique. L'objectif à long terme, résumé par *l'European green deal*, est de soutenir économiquement la transformation énergétique de l'UE pour une Europe neutre en carbone d'ici 2050.

Appliquées à la France, les décisions politiques suivent les engagements de l'UE et les ambitions des programmes H2020 et H2030 [48]. Ainsi, la France s'est engagée à l'horizon 2030 à diminuer ses émissions de GES de 40% par rapport à 1990 [28], à augmenter la part de production d'électricité issue des EnR jusqu'à 40% de la production d'électricité totale [49]. Pour atteindre ces objectifs, l'intégration de davantage d'EnR dans le mix de production est une des solutions adoptées ainsi que le développement des transports propres et écologiques, la rénovation des bâtiments et la promotion de la récupération et du recyclage vers l'économie circulaire. Une partie de ces engagements se traduit par la promotion et l'incitation à l'installation de centrales photovoltaïques privées avec la loi sur la transition écologique publiée en 2015 [49].

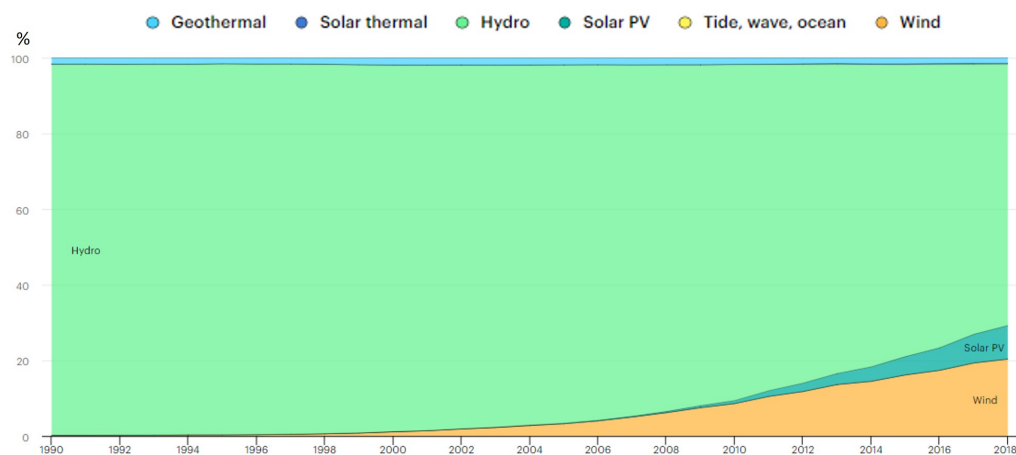
De nos jours et avec ces objectifs de dé-carbonisation des sources de production d'électricité, les sources d'EnR semblent plus que jamais une solution. L'utilisation des EnR devrait permettre également de pallier la problématique de l'épuisement des ressources énergétiques fossiles. Ainsi, nous pouvons constater que ces dernières années il y a eu une accélération de l'intégration massive des EnR et des sources d'énergie dites "bas carbone" (comprenant le nucléaire à l'heure actuelle en lien avec son faible taux de  $CO_2$ ) dans le mix énergétique. L'AIE a mis en évidence une tendance à l'augmentation des EnR dans le monde depuis les années 2000, bien que la majorité de l'énergie électrique mondiale reste encore d'origine fossile comme le montre la figure I.7. L'augmentation des EnR dans le mix énergétique mondial est mis en évidence grâce



aux données historiques présentées figure I.7(b).



(a) Ratio par type de source par rapport à la production totale d'électricité

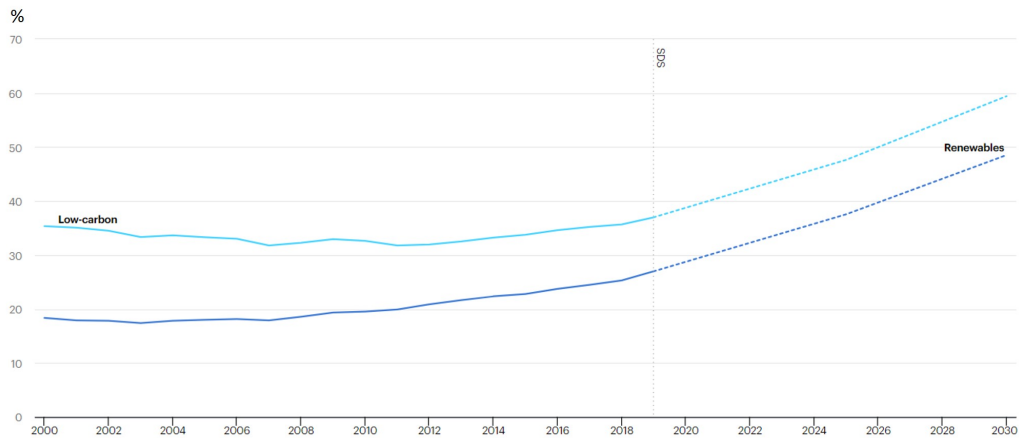


(b) Ratio par type d'EnR dans la part de production d'électricité d'origine d'EnR

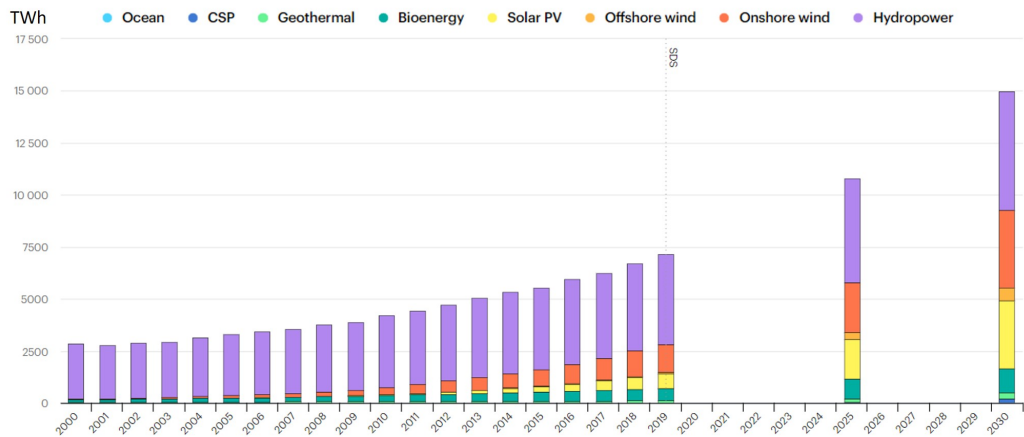
**FIGURE I.7** – Évolution du mix énergétique de production mondiale de l'énergie électrique [15]

Cette tendance est confirmée par la figure I.8 issue du rapport de l'AIE sur les EnR datant de 2020 [50]. La figure I.8(b) montre en plus que le pourcentage d'éolien et de PV dans la part des EnR ne cessent d'augmenter. Dans ce rapport, l'AIE propose un scénario de développement durable à l'échelle mondiale et à l'horizon 2030 nommé "*Sustainable Development Scenario*" [51]. Ce scénario est développé à partir de données historiques et de projections sur l'évolution de la production, de la consommation, du taux d'émissions de GES de la filière électrique et, d'hypothèses sur la régulation de l'énergie. Il simule une évolution du mix énergétique et de la consommation qui devrait permettre de limiter les émissions de GES à l'horizon 2040 pour

conserver l'augmentation de la température globale sous le seuil des 2°C d'ici 2100 par rapport à l'ère pré-industrielle (1880-1899) comme édictée dans les accords de Paris [43]. Les résultats présentés en figure I.8(a) montrent qu'il serait nécessaire d'augmenter la production à partir des EnR et des technologies bas carbone d'au moins 20%.



(a) Évolution de la quantité d'installations de production à partir d'EnR et bas carbone



(b) Part de l'énergie produite à partir des EnR par type de sources

**FIGURE I.8** – Historique et projection à l'horizon 2030 du mix énergétique mondial pour atteindre les objectifs de l'accord de Paris [50]

Nous pouvons également observer sur cette figure, qu'en 2019, la part totale d'EnR dans le mix de production d'électricité a atteint 27% [50]. Dans cette portion de la production d'électricité fournie par les EnR, presque un tiers correspond à la production des installations photovoltaïques et éoliennes. Conjugée à une croissance moins forte de la demande en électricité en 2019, l'expansion des EnR cette année-là a dépassé le taux de croissance de tout autre

type d'installation de production d'électricité, et ce, pour la première fois au cours d'une période de croissance économique mondiale [50]. La production à partir de EnR a donc augmenté plus rapidement que la production à partir de tout autre combustible, y compris le charbon et le gaz naturel. Une des raisons à cette augmentation provient de la volonté à produire à partir des EnR engendrant la baisse des coûts d'installation et de maintenance.

Le PV a présenté une augmentation annuelle de 2018 à 2019 de près de 22% par rapport à l'énergie produite en 2018 [50] grâce notamment aux politiques de promotion du PV et à la baisse des coûts. En 2020, en lien avec la crise sanitaire, les deux confinements ayant entraînés des baisses significatives de production industrielle et des températures hivernales relativement clémentes, la production électrique globale française a baissé de 7% par rapport à 2019. C'est l'énergie nucléaire qui a opéré le plus fort recul (11% de baisse) passant alors à un taux de 67,1% de la production totale d'électricité en France métropolitaine. Ce recul est d'ailleurs qualifié d'historique. En parallèle, l'éolien est devenu « pour la première fois la 3e source de production d'électricité en France » [52] représentant alors 7,9% de la production derrière les filières de production nucléaire et hydraulique [2].

Ces chiffres montrent que le taux d'énergie renouvelable dans le mix énergétique mondial augmente mais il manque encore beaucoup d'efforts pour atteindre les objectifs français ainsi que ceux de l'UE et, plus généralement, l'ensemble des objectifs émis lors des accords de Paris. En effet, pour suivre une partie des hypothèses du scénario "*Sustainable Development Scenario*" proposé par l'AIE, il existe de nombreux freins à la croissance du taux de pénétration des EnR sur les réseaux électriques, à la fois économique, sociaux, et technologiques. Le frein majeur réside dans l'intégration de ce nouveau type de sources, par nature instantanée et variables dans le temps et en puissance, dans le réseau électrique conçu historiquement pour des sources conventionnelles programmables. Le challenge majeur du PV et de l'éolien principalement réside donc dans la gestion de la variabilité et du caractère instantané de ces sources. Ces contraintes vont amener les réseaux à évoluer, afin de trouver des solutions pérennes et efficaces pour promouvoir les EnR.

## **2.4 Les mutations du réseau face à l'intégration des énergies renouvelables**

Avant de détailler les contraintes liées à l'intégration des EnR, nous rappelons comment est aujourd'hui structuré le réseau électrique en France ainsi que son fonctionnement pour faciliter la compréhension de la problématique actuelle liée aux EnR et pourquoi le réseau a besoin d'évoluer.

### **2.4.1 Les acteurs et l'architecture du réseau électrique Français**

Le début des réseaux électriques en France date de la fin du XIX<sup>e</sup> siècle. En 1881, lors de la première Exposition Internationale sur l'Électricité, l'ingénieur français Marcel Deprez (1843-1918) présente une installation de distribution d'énergie électrique et expose ses idées sur le transport électrique à grande distance [53]. À l'époque, environ 1450 entreprises françaises

privées coexistent pour assurer la production, le transport et la distribution de l'électricité et du gaz naturel.

À la fin de la seconde guerre mondiale, la France doit assurer sa reconstruction et cherche à relancer le développement économique et la modernisation industrielle. Suite au vote de la proposition de loi adoptée par le parlement le 8 avril 1946 [54], le gouvernement de l'après guerre mené par le président de la République Charles de Gaulle et Marcel Paul, alors Ministre de la Production Industrielle, promulgue la nationalisation de la production, de la gestion et de la distribution de l'électricité et du gaz, considérés alors comme des biens publics par le Conseil national de la Résistance. Le réseau unifié se développe sur un modèle de production centralisée avec principalement d'importantes centrales thermiques et hydroélectriques réparties sur le territoire et ayant pour but de fournir en électricité l'ensemble des français. La production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité dépendent alors d'une seule et même entité assurant ainsi un service public de l'énergie électrique [53]. C'est la naissance d'Électricité De France (EDF) [55]. EDF est alors un service national en charge d'inter-connecter les différents réseaux existants sur le territoire et en assure la gestion et la maintenance [56]. Les années 70 ouvrent le début du développement massif du nucléaire en France accompagné là aussi par EDF. Le modèle de réseau électrique national et centralisé se développe avec la construction de grandes centrales nucléaires produisant pour la plupart. Dans les années 90, s'ensuit une série de changements suite à la déréglementation du secteur de l'énergie en lien avec les nouvelles règles de l'UE, la mondialisation et les vagues de privatisations successives. Le débat public s'ouvre également sur la question du nucléaire avec les premiers accidents graves à l'échelle internationale et la problématique du retraitement des déchets. Le monopole historique d'EDF dans la filière de l'énergie électrique est alors remis en question entraînant des interrogations à la fois au niveau des systèmes de production qu'au niveau du circuit de l'énergie électrique. Le statut d'EDF évolue alors pour devenir d'abord un établissement public à caractère industriel et commercial, puis en 2004, une société anonyme privée détenue à 80% par l'état français [57], ouvrant alors le marché de la production d'électricité.

Le statut et les protagonistes dans la production et la gestion du réseau électrique français ont changé au cours de l'histoire. Certains maillons de la chaîne "production-transport-distribution-fourniture" de l'électricité ont été ouverts à la concurrence, conjuguant ainsi des acteurs à la fois public, des entreprises de mission de service public et des prestataires privés. Cependant, le principe centralisé de l'architecture du réseau n'a été amené à évoluer que récemment, en lien avec la vétusté de certaines parties et/ou le manque possible d'évolution et l'intégration des EnR.

Aujourd'hui, l'architecture du réseau électrique français se découpe en 4 parties [58] :

- La production centralisée : elle regroupe les centrales de très forte puissance réparties sur le territoire et de nature différentes (centrales nucléaire, centrales à partir d'énergies fossiles ou renouvelables). Elle est assurée par plusieurs entreprises concurrentes, comme Enercoop ou EDF, qui produisent de l'électricité, issues de différentes installations (ferme ou centrale solaire/PV, parc ou ferme éolienne, centrale nucléaire, etc.).

- Le réseau de transport : l'électricité émanant des centrales de production est acheminée sur l'ensemble du territoire grâce à ce réseau qui s'étend à l'échelle européenne et sert à transporter l'électricité sur de très grandes distances. En France, plusieurs niveaux de tension sont utilisés au sein du réseau de transport. L'énergie y est distribuée en Très Haute Tension (THT) correspondant à 400kV ou 225 kV, triphasé alternatif. En plusieurs points du réseau THT, le réseau de transport se densifie à l'échelle régionale et le niveau de tension devient moindre. C'est le transport en Haute Tension B (HTB) correspondant à des niveaux de tension supérieur à 50kV en alternatif ou 75kV en continu. Le réseau de transport HTB correspond à des niveaux de 90kV et 63 kV au fur et à mesure que l'on se rapproche du consommateur. Les consommateurs raccordés sur le réseau de transport sont généralement des industries ou des services demandant des puissances très importantes. Un consortium au niveau européen des gestionnaires du réseau de transport, le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E), permet l'exploitation de la chaîne production-transport avec des règles communes. En France, la gestion de cette partie du réseau est assurée depuis l'an 2000 par la société anonyme filiale d'EDF, RTE [17]. Elle effectue une mission de service public en qualité de GRT et doit en assurer l'entretien et la sécurité tout en garantissant sa stabilité et un certain niveau de qualité (niveau de tension minimal et maximal, fréquence, déphasage, taux d'harmoniques) et l'approvisionnement du pays en électricité.
- Le réseau de distribution : il assure le transfert de l'électricité du réseau de transport, soit du poste de transformation HTB, vers le consommateur. Le réseau de distribution est découpé en deux sous-ensembles, le réseau triphasé alternatif dit Moyenne Tension (MT) ou Haute Tension A (HTA) à des niveaux de tension de 20kV et qui alimente les consommateurs de forte puissance, type industriel ou établissement de service, puis le réseau triphasé/monophasé Basse Tension (BT) (400-230 V) jusqu'aux consommateurs privés domestiques ou de faibles puissances. Cette partie du réseau est gérée par Enedis [59], Gestionnaire du réseau de distribution français (GRD) anciennement "Électricité Réseau Distribution France" (ERDF). C'est une société anonyme à mission de service public détenue majoritairement par EDF.
- La fourniture : depuis 2007, le marché de fourniture de l'électricité a été ouvert à la concurrence. Les fournisseurs d'électricité achètent aux producteurs et revendent l'énergie électrique au consommateur. De nombreux producteurs proposent également des services de fourniture, comme par exemple Enercoop qui est à la fois producteur et fournisseur. Nous pouvons également citer Engie, filiale d'EDF. Ces revendeurs privés assurent l'aspect contractuel autour du consommateur mais n'ont pas en charge les aspects techniques du raccordement spécifique à Enedis. Ces utilisateurs du réseau de transport et de distribution sont dans l'obligation de payer le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) qui permet de financer le GRD.

La régulation de l'interaction entre l'ensemble de ces acteurs et du marché de l'énergie est assurée par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) qui veille à ce que les gestionnaires

(GRT et GRD) assurent leurs obligations, que les différents acteurs du réseau respectent le code de l'énergie [60]. La CRE met en place des mécanismes de régulation et d'incitation auprès de ces acteurs [61].

### **2.4.2 Les verrous techniques à cette intégration**

En Europe, les réseaux de transport et de distribution sont soumis à différentes normes (européennes ou nationales) qui permettent de maintenir un cadre pour garantir la sécurité, la qualité et l'approvisionnement en énergie, tout en assurant la stabilité du réseau. Assurer la stabilité du réseau, c'est garantir l'équilibre production/consommation qui passe par le maintien de la fréquence et de la tension dans leurs plages nominales respectives, en tout point du réseau [62]. Les gestionnaires des réseaux sont en charge de cette stabilité, qui se décompose en trois obligations [63] :

- réguler la fréquence pour maintenir la stabilité fréquentielle (corrélée avec la puissance active),
- réguler la tension pour maintenir la stabilité en tension (corrélée avec la puissance réactive),
- assurer la stabilité angulaire via le synchronisme des alternateurs en maintenant leurs vitesses de rotation identiques à la pulsation du réseau.

En plus de ces missions liées aux contraintes de stabilité, une quatrième obligation doit être assurée par les gestionnaires : le réseau doit être capable de se reconstruire en cas de panne [63], et donc présenter un haut degré de résilience, défini d'après Clément et al. [64] comme la capacité d'un système à fonctionner malgré une perturbation, rejoignant la notion d'adaptabilité. Les GRT et GRD doivent donc garantir la fourniture de l'électricité en tout point du réseau et à chaque instant. Les services au réseau représentent l'ensemble des actions dans la gestion des instabilités du réseau et de l'équilibre offre-demande. Pour expliquer ce type de service, nous rappelons comment fonctionne le réglage de l'équilibre sur le réseau. Le réglage du réseau est réalisé à partir des réserves primaire, secondaire et tertiaire permettant des actions de contrôle dites primaires, secondaires et tertiaires des puissances actives ou réactives échangées. Les termes primaire, secondaire et tertiaire font référence au temps de réponse de l'asservissement dans l'ordre décroissant de rapidité. Il faut comprendre que le réglage primaire et secondaire est effectué de manière automatique et que ces contrôles de la fréquence ou de la tension sont réalisés par les producteurs en lien avec les gestionnaires du réseau. La notion de service regroupe ces actions qui "rendent service au réseau" lorsque apparaissent des déviations. Ces services peuvent être valorisées économiquement en plus de la rémunération globale du producteur.

Chaque réserve est utilisée en fonction de la dynamique nécessaire pour recouvrir la stabilité. La régulation de la fréquence est assurée par les trois réserves primaire, secondaire et tertiaire de puissance active. De la même façon, la régulation de la tension est assurée par les réserves

primaire, secondaire et tertiaire en puissance réactive. Ce principe de fonctionnement du réseau est explicité dans beaucoup de documents, dont entre autre le rapport de l'AIE et de RTE [65] et dans de nombreux travaux de thèse comme ceux de Y. Ghanty [66]. Nous ne rappelons donc que les principales fonctions dans cette thèse.

Par ordre croissant, les réserves dites primaires sont celles qui doivent permettre une réponse rapide, voire instantanée et inférieure à quelques minutes. Elles sont locales et mises en jeu sur des instabilités transitoires de fréquence et de tension respectivement pour les réserves de puissance actives et réactives. Dans le cas de la réserve primaire de puissance active, elle est constituée dans le réseau conventionnel, par l'inertie des machines tournantes. Ces machines tournantes ou alternateurs présents sur le réseau apportent un stockage d'énergie à travers l'énergie cinétique stockée par la rotation du rotor.

Les réserves secondaires de puissance actives et réactives sont centralisées. Leurs temps de réponse est supérieur à celui des réserves primaires mais reste de l'ordre de quelques minutes. Les réserves secondaires permettent de "restaurer" la stabilité à l'aide d'un *dispatching* automatique national qui modifie les programmes de production des centrales de la zone instable et ainsi rééquilibrer la tension puissance réactive) et la fréquence (puissance active).

Enfin la troisième réserve, dite réserve tertiaire est une réserve de "remplacement" qui contrairement aux deux autres types de réserves liées à des réglages automatiques, est enclenchée par le GRT au bout d'environ demi-heure. Elle est liée à ce qui est appelé "mécanisme d'ajustement" qui signifie le rééquilibrage des marges nécessaires dans les réserves primaires et secondaires et à l'ajustement des groupes de production.

Dans les services au réseau, le soutien à chacune de ces réserves se fait par différents mécanismes permettant de fournir de la puissance active ou réactive ou d'en limiter la consommation. Ce sont les mécanismes de flexibilité ou sources de flexibilité qui vont participer aux différentes réserves. La "conduite réseau" est le terme couramment utilisé pour désigner les opérations d'exploitation d'un réseau électrique, c'est à dire toutes les actions qui permettent le maintien dans une position d'équilibre production/consommation à la fois dans des situations normales que dans les situations critiques. Historiquement, ces mécanismes de flexibilité dans la conduite réseau sont les échanges internationaux d'énergies, l'effacement de la consommation (diminution de la consommation) et l'ajustement de la production.

L'introduction des EnR dans ce système de fonctionnement implique de nombreux défis. Nous retrouvons dans le rapport conjoint de l'AIE avec RTE, [65], dans les études et des bilans proposés par le GRT anglais *National Grid ESO* (NGESO) [63] ou dans l'étude américaine menée par le *National Renewable Energy Laboratory*, institut public américain [67], les caractéristiques des énergies PV et éoliennes qui entraînent des difficultés dans la gestion et le contrôle du réseau pour le maintien de la stabilité. De même, des points similaires au niveau du réseau de distribution sont mis en évidence dans le rapport de projet regroupant un consortium de laboratoires français et d'industriels de l'énergie écrit par Colin et al. [68] ou celui de Ayodele et al. [69]. Nous pouvons résumer ces problématiques pour l'éolien et le PV par les trois points suivants :

- La production des EnR est difficilement programmable et déphasable dans le temps en lien avec la forte dépendance aux conditions climatiques. Ces sources sont dites intermittentes à plusieurs échelles de puissance et de temps allant de la seconde jusqu'à plusieurs journées, et selon les zones géographiques s'ajoutent les variabilités saisonnières.
- Les EnR rendent plus complexes l'anticipation des événements de production car la prédiction est dépendante de nombreux aléas en lien avec les conditions climatiques rendant l'anticipation de la gestion de l'équilibre consommation/production moins fiable qu'avec les sources fossiles.
- Les EnR sont connectés au réseau via des convertisseurs statiques ne présentant aucune inertie et participent alors à la réduction globale de l'inertie du réseau assurant la réserve primaire et qui juste-là était créée par les machines tournantes.

L'ensemble de ces contraintes rendent les EnR difficiles à gérer en temps réel et sont un frein technique à leurs expansions car elles augmentent le risque de déséquilibre et d'instabilité au sein du réseau, d'autant que celui-ci n'a pas été conçu pour fonctionner avec ce type de sources. A cela, s'ajoute un frein économique pour mettre en oeuvre les solutions permettant de lever ces contraintes.

Parmi les solutions facilitant l'intégration des EnR, le stockage de l'énergie électrique par divers SSE mécaniques, électrochimiques, thermiques ou électriques (magnétiques ou électro-statiques) est la solution aujourd'hui qui semble la plus intéressante de nos jours. En effet, couplée aux EnR, l'apport des SSE permet de rajouter de l'inertie et de la flexibilité au système qui en manquait. Le stockage propose ainsi de nombreuses possibilités pour pallier les contraintes liées à la variabilité des énergies PV et éolienne.

Ainsi, l'intégration des EnR se pense désormais de manière couplée SSE-EnR dans un nouveau contexte d'architecture de puissance et de distribution d'énergie. Afin d'accompagner ce changement progressif du mix énergétique, la modernisation du réseau passe alors par sa mutation technologique et sa nouvelle structuration plus discrétisée et résiliente.

### **2.4.3 Des solutions amenant à la mutation du réseau**

Pour augmenter la part des énergies dans le mix énergétique, tout en assurant l'intégrité du réseau, des petites ou moyennes centrales de production se multiplient et le modèle de production s'oriente peu à peu vers des unités décentralisées et distribuées au niveau du réseaux MT ou BT en se positionnant au plus proche de la consommation. Cette tendance s'explique pour plusieurs raisons [65] :

- mutualiser au niveau local la gestion de la consommation, de la production et du SSE pour contribuer à aplanir les variations des EnR et apporter d'avantages de flexibilité ;
- augmenter l'intégration progressive des EnR sans passer par des centrales de surface importante monopolisant un espace pouvant être exploité pour d'autres usages ;



- limiter le parcours de l'énergie du site de production à celui de consommation afin d'améliorer l'efficacité de la distribution électrique, valorisant l'usage des EnR dans l'énergie finale consommée et minimisant ainsi les pertes en lignes ;
- simplifier la mise en oeuvre en conservant des échelles de taille raisonnable ;
- faciliter la prédiction de la production en réduisant la zone de production ;
- optimiser l'association au niveau local des EnR avec des SSE dans le but de pallier le problème d'intermittence et d'apporter de la flexibilité et de l'inertie au réseau ;
- inciter l'implication des consommateurs dans leurs usages de l'énergie électrique.

Ainsi, les EnR s'intègrent à deux niveaux sur le réseau :

- au niveau de la production centralisée et sont connectées au réseau de transport. Ce sont des centrales de production de forte puissance et généralement de tailles importantes de type ferme/parc éolien *offshore* ou *onshore*, parc PV ou centrale hydraulique. Ces installations de production suivent le modèle unidirectionnel conventionnel du réseau, de la production en bout de ligne vers le consommateur ;
- au niveau du réseau HTA ou BT, distribué à divers endroits du réseau, avec des installations à échelle réduite, dites micro-centrales de production décentralisées. Ces centrales sont soit uniquement des producteurs d'énergie vers le consommateur ou peuvent être installées chez différents types de consommateurs, industriels, tertiaires ou domestiques qui sont alors à la fois producteurs et consommateurs d'énergie.

Le nombre de micro-centrales réparties au niveau du réseau de distribution ne cesse de croître [70]. En 2020, le réseau de distribution accueillait presque 95% de la puissance installée issue des énergies éoliennes et PV [70]. La figure I.9 construite à partir de la base de données de la société Enedis [71] montre cette tendance en traçant la puissance installée cumulée raccordée au réseau de distribution depuis 2016 par type de source. Pour inciter d'avantage le développement de ces micro-centrales, la législation française assure aujourd'hui le rachat par EDF (sous forme d'Obligation d'Achat dite EDF OA) de la puissance PV produite chez un utilisateur privé (arrêté du 9 mai 2017 [72]). Il est donc possible aujourd'hui d'installer des micro-centrales PV raccordées au niveau du réseau de distribution, dans un cadre domestique, industriel, tertiaire ou de producteur de petite puissance. Le cadre légal de l'exploitation de la centrale dépend de sa taille en particulier de ses Watt-crêtes (Wc). Par exemple aujourd'hui, pour des installations privées de type bâtiment individuel ou de collectivité, l'exploitant peut désormais faire soit une "vente totale" qui correspond à injecter toute l'électricité produite sur le réseau, soit de l'autoconsommation individuelle ou collective, avec ou sans stockage, avec ou sans revente du surplus selon la puissance installée en fonction du site et du contrat choisi) [72]. En effet, de nouveaux modes de consommations sont rendus possibles par le décret n°2017-676 comme l'autoconsommation collective [73] ou la valorisation de l'intégration de SSE stationnaires, à tous les niveaux du réseau incluant le niveau du consommateur. Cela entraîne une forte dynamique d'augmentation des systèmes de production distribués avec divers

éléments de stockage. En 2019, la CRE [74] a ainsi préconisé de redéfinir les interactions entre les exploitants de SSE (producteurs ou consommateurs) et les gestionnaires du réseau pour faire évoluer le cadre légal français et l'adapter aux possibilités qu'offre le stockage. Cela valoriserait ainsi mieux l'installation de SSE à tous les niveaux du réseau [75].

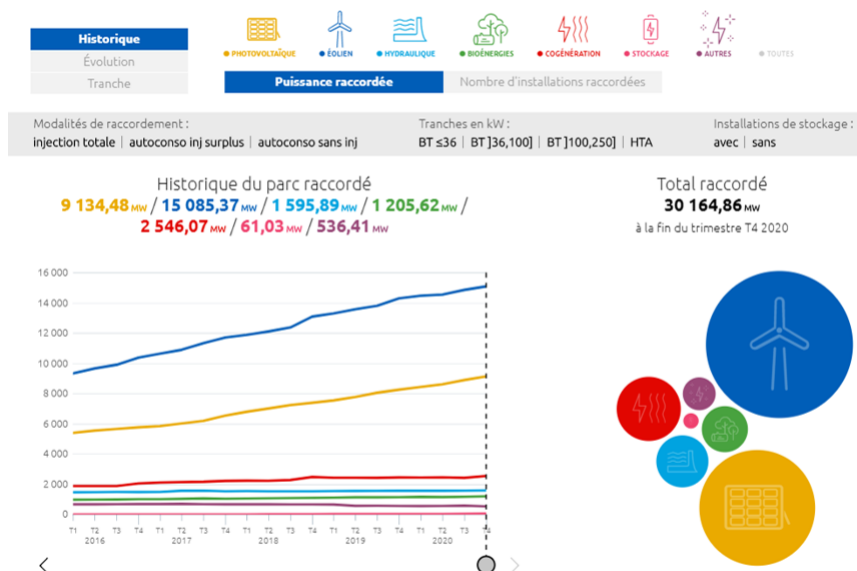


FIGURE I.9 – Puissance installée raccordée au réseau de distribution depuis 2016 [71]

De nouvelles lois voient actuellement le jour, notamment pour autoriser l'installation des SSE à plus faible puissance. Ainsi, il est désormais autorisé d'installer un SSE chez un particulier dans le cadre d'un usage domestique s'il est associé à son installation PV pour couvrir les besoins d'auto-consommation [72] mais il n'est pas encore autorisé aux particuliers d'interagir avec le réseau de distribution pour charger ou décharger le SSE à des fins économiques ou de service au réseau, ces services étant pilotés par le GRT ou le GRD. Ces nouvelles mesures sont un premier pas vers plus de flexibilité et permettent tout de même d'augmenter le nombre d'actions possibles au niveau local pour optimiser la gestion des énergies intermittentes.

La modification du code de l'urbanisme par l'article 47 de la loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 [76], favorise le développement des EnR. En effet, les nouvelles constructions et installations à usage industriel, artisanal ou commercial de plus de 1000 m<sup>2</sup> d'emprise au sol ont l'obligation, sous certaines conditions, d'intégrer, au choix, un dispositif de végétalisation ou alors un dispositif de production d'électricité à partir de sources d'EnR. Ces dispositions légales associées à la prise de conscience collective de notre impact sur l'environnement, devraient faire croître la quantité de nouveaux raccordements d'installations PV au niveau du réseau de distribution.

En résumé, le réseau Français devient progressivement de plus en plus dépendant des conditions météorologiques et doit s'adapter aux aspects fortement distribués et décentralisés

des nouvelles unités de productions de petites et moyennes puissances à partir d'EnR. Ce phénomène est largement mis en avant en France par de nombreux acteurs de l'énergie comme Enedis, la CRE ou l'Agence pour la transition écologique (ADEME) et plus largement dans le monde comme le montre l'AIE et l'ensemble de la communauté scientifique spécialisée sur le fonctionnement des réseaux [77, 78, 65, 79]. Cette tendance s'intensifie dans les pays avec des difficultés d'accès à l'électricité et dans lesquels le réseau centralisé tel que nous le connaissons en Europe n'est pas développé.

Le modèle unidirectionnel de transfert de l'énergie dans le réseau actuel se transforme donc progressivement vers une architecture bidirectionnelle où les consommateurs deviennent potentiellement des producteurs et dans laquelle le réseau de distribution participe à la production d'énergie. La gestion de l'ensemble du réseau se complexifie considérablement et l'ajout de ces micro-centrales appartenant souvent à des particuliers ne doit pas venir perturber le reste du réseau, ni en dégrader la qualité, sachant qu'une partie des informations servant à la gestion sont donc chez le consommateur. De plus, l'ajout de dispositifs de stockage stationnaires ou mobiles avec les véhicules électriques vient complexifier les interactions et les flux d'énergie et de données. Cette mutation est illustrée par le schéma en figure I.10 adapté d'une illustration proposée par l'AIE dans son rapport intitulé *Technology roadmap - Smart Grid* [78].

Dans ce contexte, le réseau doit développer son propre système de suivi à partir d'une instrumentation intelligente et coopérative pour assurer la fourniture d'électricité à chaque instant en maintenant son équilibre électrique. Le terme employé aujourd'hui pour parler de ces réseaux instrumentés et communicants est celui de *Smart Grid* ou "réseau intelligent". La frise temporelle figure I.10 présente ce réseau comme le "réseau du futur" (sachant que le document date de 2011, ces réseaux seront, à court terme, les réseaux de demain).

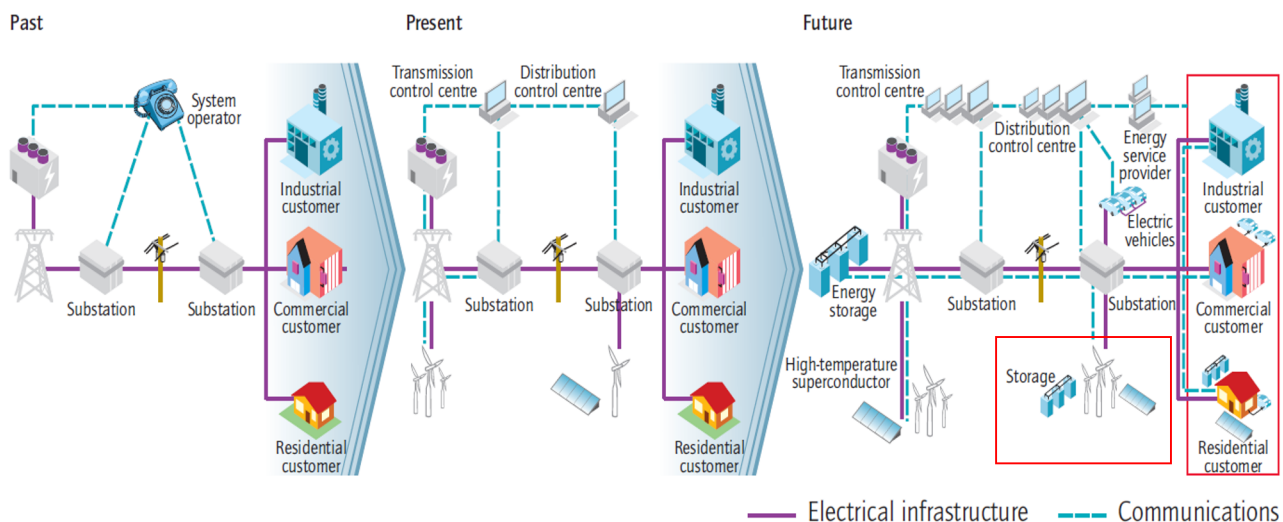
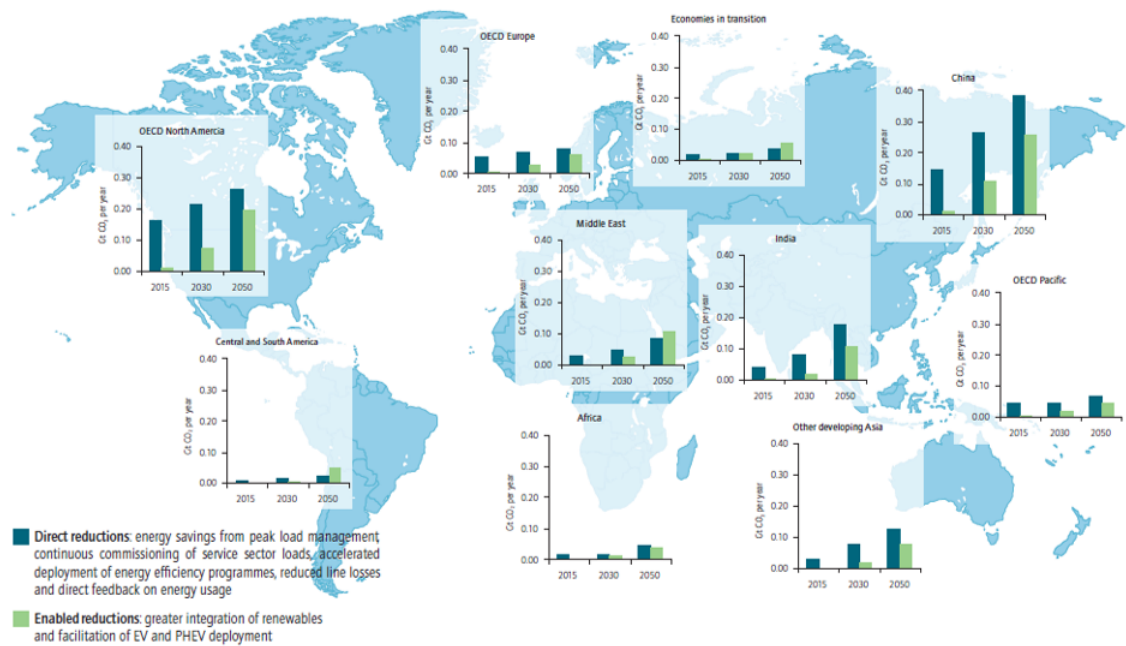


FIGURE I.10 – Évolution du réseau électrique vers le *Smart Grid* [78]



**FIGURE I.11** – Potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre par le déploiement des *Smart Grids* dans le monde à l'horizon 2050 [78]

Cette évolution vers le réseau intelligent s'accompagne d'un changement de paradigme sur l'architecture électrique même du réseau avec une considération locale de l'ensemble des acteurs reliés à la micro-centrale de production présente sur le réseau de distribution. Ce nouveau type de réseaux à échelle réduite comparé au réseau national, encadrés en rouge sur la figure I.10, est appelé "micro-réseau" ou *microgrids*, et est souvent intégré par défaut dans le concept de *Smart Grids*.

L'AIE, dans ce même rapport [78] propose un scénario de développement durable [80] basé sur les données de 2000 à 2010, qui prévoit, grâce au déploiement des réseaux intelligents, une réduction des émissions de GES de plus de 20% d'ici 2050 par rapport au niveau atteint en 2010. La figure I.11 issue de ce rapport confirme le potentiel des *Smart Grids* comme outils permettant de réduire les émissions de GES et filière de production de l'énergie électrique.

C'est dans ce contexte global que s'inscrivent les travaux de cette thèse. Nous nous sommes intéressés à l'amélioration de la conception des **micro-réseaux** dans leur environnement comme brique élémentaire d'un *Smart Grid*. Le but étant de contribuer à l'intégration des EnR par l'association avec des SSE dans les micro-réseaux. L'ensemble des définitions et des problématiques liées à la conception de ces nouveaux réseaux électriques intelligents et plus particulièrement les challenges à relever sont détaillées dans la section suivante, dédiée aux micro-réseaux.

### 3 Les Micro-réseaux

De manière générique, un réseau intelligent se définit aujourd'hui comme un système capable de gérer des échanges de données et d'énergie complexes et bidirectionnels permettant une prise de décision collective entre producteurs, gestionnaires et consommateurs. Face à la variabilité des EnR et plus particulièrement des sources PV et éoliennes, les micro-réseaux présentent une solution intéressante pour restreindre la complexité de leurs intégrations en les associant avec des SSE au niveau local et ainsi optimiser le fonctionnement global de l'ensemble EnR-SSE. Les fonctionnalités des SSE pourront être valorisées pour améliorer la flexibilité du réseau, pallier sa perte d'inertie ou encore optimiser l'utilisation des EnR au niveau du producteur ou du consommateur.

Cette section fait le lien entre les SSE dans les micro-réseaux et leurs compétences dans le contexte des *Smart Grids*. A l'issue de la section nous définissons le micro-réseau et la notion d'usage liée à celle de service et mettons en évidence les difficultés et les intérêts qu'amènent les SSE dans les micro-réseaux. Nous proposons ainsi une méthodologie pour aider à clarifier les objectifs de conception et de réalisation des micro-réseaux, notamment ceux en lien avec le dimensionnement et la gestion des SSE. Cette méthodologie illustre la démarche scientifique suivie tout au long des travaux de recherche effectués durant le doctorat. Chacun des chapitres de ce manuscrit valide une partie précise de cette démarche.

#### 3.1 Les systèmes de stockage dans les micro-réseaux au sein du *Smart Grid*

##### 3.1.1 Lien entre *Smart Grid* et micro-réseau

Historiquement, le concept de réseau intelligent, plus connu sous l'anglisme *Smart Grid*, date des années 60 et a été élaboré aux États-Unis pour pallier les faiblesses des réseaux électriques construits autour des villes [81]. C'est en 2000, en Italie, que le premier réseau intelligent opérationnel a été mis en service dans le cadre du projet Telegestore [53, 81]. Ce nouveau type de réseau a alors relié plus de 30 millions de compteurs et a été le premier réseau européen à utiliser les Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication pour assurer les flux de données et aider ainsi à la prise de décision décentralisée. Avec l'intégration des EnR, de nombreux démonstrateurs développés dans le cadre de projets européens ont suivi. Le terme de *Smart Grid* fait référence à l'ajout "d'intelligence" dans le réseau qui se traduit par l'augmentation du nombre de capteurs pour recueillir plus d'informations ; des moyens de communication plus importants offrant des possibilités d'action et de décision de plus en plus décentralisées. Le réseau intelligent est désigné comme l'un des cinq piliers de la "Troisième révolution industrielle" théorisé par l'économiste Jérémy Rifkins en 2012 [82]. Il fait alors l'analogie entre ces nouveaux réseaux électriques et les réseaux informatiques pour illustrer la nouvelle complexité des échanges, parlant ainsi de "l'internet de l'énergie". Au-delà de ce concept, l'objectif est que ce nouveau modèle de distribution électrique décentralisé et partagé soit surtout durable et économe.

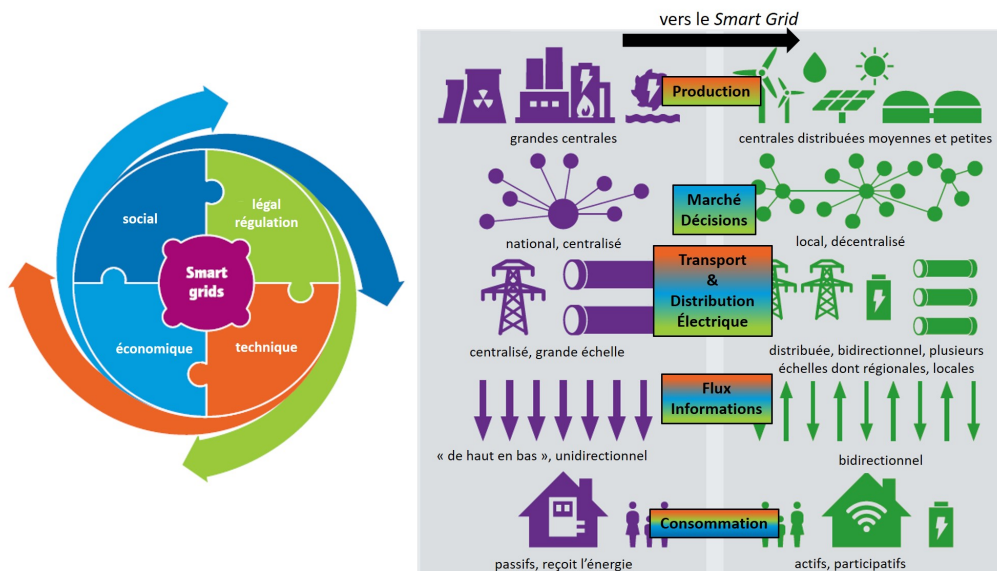
Il est cependant à souligner que, le développement de micro-réseau isolé du réseau de distribution ou de transport, raccordant un ensemble de producteurs et de consommateurs à des niveaux de tension de l'ordre de la BT ou de la MT, à l'échelle locale n'est pas nouveau. Les premiers réseaux électriques de ce type datent de la fin du XIX<sup>e</sup>. Ces réseaux ont été progressivement agrégés pour devenir aujourd'hui le réseau principal, centralisé et de grande ampleur s'étendant largement sur le territoire européen [83]. Ce type d'installations existe depuis longtemps et est resté approprié pour les applications autonomes, embarquées ou stationnaires dans les zones rurales isolées. Avec les *Smart Grids* et l'évolution du réseau électrique, nous assistons à la démocratisation à la fois en milieu urbain et rural de ce type d'architecture, identifié sous le nom de *Microgrid*, *Smart Microgrid* ou en français micro-réseaux [83]. Nous utilisons dans l'ensemble du manuscrit le terme "micro-réseau" pour décrire les nouveaux noeuds de réseaux de proximité en opposition au terme "réseau" qui fera lui référence au réseau principal de transport ou de distribution auquel un micro-réseau peut être connecté ou non selon les besoins.

Les deux aspects qui sont respectivement le micro-réseau et le réseau intelligent, sont donc difficilement dissociables du point de vue fonctionnel. En effet, le concept de *Smart Grid* fait référence à l'ajout "d'intelligence" à un réseau électrique et celui de micro-réseau fait référence à l'architecture électrique. Développer un *Smart Grid* passe donc aujourd'hui par le déploiement de micro-réseaux optimisés en terme d'efficacité énergétique y compris dans leur fonctionnement par le biais de nouveaux modes de gestion qui se basent sur "l'intelligence" pour fonctionner de manière optimale. L'ADEME souligne dans de nombreux rapports [79, 84] sur l'évolution des réseaux intelligents en France, l'intérêt que le bâtiment, grand consommateur d'énergie et pouvant constituer lui-même un micro-réseau, est au sein du *Smart Grid* un vecteur incontournable de l'optimisation de l'efficacité énergétique. D'un point de vue électrique, le *Smart Grid* pourrait être vu comme un ensemble de micro-réseaux reliés aux réseaux de distribution, eux-mêmes connectés au réseau de transport en amont, et communicants entre eux.

### 3.1.2 Les possibilités et les défis des micro-réseaux et du *Smart Grid*

La figure I.12 adaptée d'une illustration d'un rapport de la fondation européenne pour l'énergie verte [85] et du rapport de l'AIE [78] montre de façon schématique l'ensemble des quatre axes thématiques recouvrant les domaines de recherche et des défis à relever avec la transition vers les *Smart Grids*. Sur cette figure, le schéma de gauche donne les axes principaux (technique, loi sur la régulation, économique et social) devant être investis pour accélérer le déploiement des micro-réseaux dans le *Smart Grid*. Il est à noter que chacun de ces axes étant transversal, il recouvre les cinq domaines de recherche présentés en partie droite de la figure I.12. Ces domaines de recherche concernent l'évolution de la production (type de sources, services, transformation du rôle du producteur etc.), l'évolution du modèle économique avec la décentralisation de la prise de décision, l'évolution de la transmission électrique (transport et distribution), l'évolution de la gestion des flux de données, et l'évolution du rôle du consommateur (devenant

producteur, acteur dans sa consommation et ses échanges, etc.).



**FIGURE I.12** – Schéma illustrant les domaines de recherches transverses aux *Smart Grids* et aux micro-réseaux (adapté de [85] et [78])

Dans un objectif de développement durable et afin de réaliser un réseau électrique "vivable, équitable et viable" [86], il est nécessaire de prendre en compte l'impact d'une décision dans un des domaines de recherche cité sur les axes principaux. Par exemple, les choix technologiques doivent être pensés en lien avec les contraintes économiques. De même, les choix de gestion doivent se faire en connaissance des répercussions possibles au niveau social.

Ce besoin d'avancées pluridisciplinaires pour le *Smart Grid* est corroboré par de nombreuses références parmi lesquelles nous pouvons citer les rapports d'expertises de la CRE [83], l'article d'état de l'art de Fang et al. [77] et celui de définition du concept de *Smart Grid* de Farhangi [87]. De même, les rapports de l'ADEME datant de 2016 [84] et de 2020 [79] faisant le bilan des résultats de 64 projets et plate-formes de démonstration de *Smart Grids* en France illustrent bien ce besoin d'une avancée pluridisciplinaire sur les domaines de recherche présentés figure I.12. Ces projets et leurs analyses montrent que de nombreux efforts ont déjà été fait pour faire tomber les verrous liés au développement des *Smart Grids* et implicitement au développement des micro-réseaux. Les premiers bilans mettent également en avant qu'il reste encore de nombreuses améliorations à fournir. Nous synthétisons dans les tableaux I.1 et I.2 les "potentiels/intérêts" et les "challenges/défis" des *Smart Grids* et des micro-réseaux, principalement impliqués dans la transmission électrique. Par "potentiels" nous entendons les intérêts ou les capacités des *Smart Grids*. Pour les challenges, nous donnons ce qui reste à fournir comme efforts, les verrous identifiés et à lever pour déployer complètement ce fameux "potentiel" des *Smart Grids*. Ces points à améliorer sont par conséquent également des challenges au déploiement des micro-

réseaux. Nous détaillons ces deux aspects, "potentiels" et "challenges" pour chaque domaine présenté figure I.12.

Les informations synthétisées dans ces tableaux proviennent des documents cités dans le paragraphe précédent [83, 77, 87, 84, 79], complétés avec les références [78, 88, 81, 89] et le travail de Poupeau et al. [90] sur le besoin d'évolution des marchés et des politiques avec la décentralisation de la prise de décision et de la régulation aux niveaux local et régional.

Les termes soulignés dans les tableaux I.1 et I.2, faisant références à des concepts importants ou émergents utilisés dans la littérature, seront explicités en dehors du tableau pour faciliter sa lecture.

- Agrégateur ou plateforme d'agrégation : cette entité agrège les informations de production et de consommation de plusieurs sites pour adapter les besoins et piloter les outils de flexibilité et de service en modulant la production et/ou la consommation de l'ensemble de ces sites. Un agrégateur apporte trois fonctionnalités :
  - la gestion des ressources distribuées (consommation, SSE, sources et EnR) incluant la gestion de la communication, le contrôle et le suivi de ces ressources, tout en observant leurs contraintes et leurs sécurités ;
  - une interface "Marché" qui comprend les fonctions d'optimisation et d'agrégation des informations sur les ressources en vue de leur valorisation sur le marché de l'électricité ;
  - une interface des prévisions qui prend en compte les prévisions de production à partir des EnR, de l'état de charge des SSE, des courbes de consommation.
- *Prosumers* : ce concept concrétise que le consommateur devient producteur, à travers sa propre micro-centrale, vers le réseau de proximité et d'autres consommateurs. La notion de "*prosumers*", aujourd'hui largement accepté dans la littérature [91, 92], résume un état double du consommateur connecté au réseau à la fois pour ses besoins et pour fournir son énergie. La volonté de traiter l'utilisateur comme acteur permet de mieux l'impliquer dans sa contribution à la sobriété énergétique et de l'investir dans des services possibles rendus au micro-réseau et au réseau de distribution auquel il est connecté.
- Supervision : la majorité des projets recensés par l'ADEME possède un système de contrôle et d'acquisition de données appelé système SCADA pour *Supervisory Control And Data Acquisition* regroupant l'ensemble des éléments tels que les capteurs, l'interface homme/machine, le système de communication, la base de données, le logiciel de gestion des flux d'informations entrants et sortants permettant la surveillance et le contrôle d'un autre système.
- La *Blockchain* : cette notion fait référence à une technique de partage, stockage et transaction de données représentée sous forme de blocs connectés et coopératifs travaillant simultanément et avec un contrôle décentralisé et une communication distribuée. Cette technique reconnue pour ses performances en termes de transparence, de stockage et de



sécurité, présente donc un fort intérêt dans le contexte des micro-réseaux. Au-delà de ces avantages, ce concept ouvre des possibilités autour du marché de la donnée et donc plus largement du marché des informations liées à l'énergie. Les capacités des *blockchains* dans le contexte des *Smart Grids* sont discutés dans de nombreuses références comme [93, 94, 95] et, plus particulièrement, sur leurs performances en sûreté et sécurité face aux échanges de grandes quantités de données que représentent ces réseaux électriques intelligents [96].

Le concept de *Smart Grid* amène, en plus des challenges techniques liés à la gestion du réseau et des micro-réseaux, un certain nombre de verrous à lever dans des champs scientifiques plus vastes que le génie électrique comme la restructuration du marché de l'énergie et des politiques qui l'accompagnent, l'évolution du rôle du consommateur, les problématiques liées à la communication et au stockage de l'information. Les avancées technologiques doivent se faire en réflexion avec la politique de régulation afin, d'une part, de contrôler la libéralisation des échanges sans entraver l'aspect de biens communs qu'a l'énergie électrique dans une mission d'accessibilité pour tous et, d'autre part, de légiférer en cohérence avec une démarche écologique. L'aspect social d'acceptabilité à tous les niveaux du réseau doit également être pris en considération. L'évolution du réseau doit être pensé dans une approche permettant d'intégrer l'utilisateur, de type "Human-in-the-loop" comme proposé par Wurtz et al. [97].

Dans ce contexte, de nouvelles réglementations et de nouvelles architectures voient régulièrement le jour, ouvrant de nouveaux champs de recherche autant scientifique que juridique sur l'acquisition, le stockage, l'utilisation et la distribution de l'information et de l'énergie électrique dans un nouveau cadre légal, économique, social et technologique [78].

**TABLE I.1** – Synthèse des capacités ou du potentiel du *Smart Grid*

	<b>PRODUCTION</b>	<b>MARCHÉ</b>	<b>TRANSMISSION (transport et distribution électrique)</b>	<b>FLUX de données</b>	<b>CONSOMMATION</b>
<b>POTENTIELS - CAPACITÉS</b>	Aide les producteurs à mieux gérer l'infrastructure de livraison en instrumentant et communiquant plus d'information	Permet une évolution et/ou modulation des coût de l'énergie	Optimise l'efficacité à chaque instant en rapprochant consommateurs et production	Permet une participation éclairée des consommateurs à travers l'intensification des flux des données	Permet au consommateur de payer un prix modulé et adapté en fonction des sources et des services rendus
	Contribue à l'intégration de toutes les options de génération et de stockage de l'énergie, à la fois la connexion vers les grandes centrales électriques mais également des ressources énergétiques distribuées sur site	Permet d'envisager de nouveaux produits, services et marchés, dans lequel tous les acteurs jouent un rôle. Ces acteurs peuvent d'ailleurs assurer plusieurs rôles comme "régulateurs d'énergie", "propriétaires / exploitants", "consommateurs"	Offre de la résilience <sup>a</sup> aux perturbations, aux attaques et aux catastrophes naturelles par la multiplication sur le réseau de distribution de micro-réseaux entraînant de la redondance.	Interopérabilité entre les réseaux capables d'échanger instantanément les informations, favorisant des décisions concertées et communes entre le GRT, les fournisseurs et le gestionnaire du réseau de distribution.	Permet une participation éclairée des consommateurs sur l'utilisation de l'électricité qui favorise la sobriété énergétique (meilleure compréhension des enjeux de l'énergie par le consommateur induisant un économie d'énergie)
		Valoriser les services rendus par des démarches économiques	Permet un fonctionnement robuste <sup>b</sup>	Contrôle avancées surveillant les composants essentiels, permettant un diagnostic rapide et offrent des solutions aux événements impactant la qualité de l'alimentation	Les consommateurs peuvent contribuer à l'équilibre offre/demande et rendre des services au réseau dans un environnement garantissant la fiabilité du réseau
			Flexibilité dû à l'ajout de sources ayant des propriétés très diverses et à la multiplicité des choix et des actions possibles	Améliore la maintenance et le diagnostic du réseau en améliorant la connaissance de l'état local du réseau (observabilité du réseau de distribution)	
			Augmente la fiabilité en réduisant les interruptions d'approvisionnement pour les consommateurs avec la possibilité de fonctionner de manière autonome.	Permet l'optimisation de la gestion des sources, des charges et des SSE par le partage de l'information	
			Limite les renforcements de réseaux consécutifs à l'installation de nouvelles capacités de production en favorisant une consommation électrique de proximité.		

a. La résilience fait référence à la capacité d'un système à réagir à des événements inattendus en isolant les éléments problématiques pendant que le reste du système rétablit un fonctionnement normal [64].

b. Un système robuste est un système capable de fonctionner même lorsqu'il est soumis à des perturbations. Le système continuera de fonctionner, éventuellement dans un mode altéré mais assurant les opérations essentielles [64].

**TABLE I.2 – Synthèse des challenges du *Smart Grid***

	<b>PRODUCTION</b>	<b>MARCHÉ</b>	<b>TRANSMISSION (transport et distribution électrique)</b>	<b>FLUX de données</b>	<b>CONSOMMATION</b>
<b>CHALLENGES</b>	Frein économique	Maintien de la qualité, la stabilité et la sécurité du réseau donc les échanges d'énergie en lien avec les marché doivent être faits en lien avec le respect de l'intégrité du réseau	Améliorer et moderniser le contrôle et la gestion au niveau local, puis avec le reste du réseaux de distribution et de transport à chaque noeuds électriques afin de garantir un transfert électrique de qualité, stable, fiable et sûre. Progrès à réaliser sur les dispositifs de sécurité, et de contrôle dit "intelligent" qui sont au service de la fiabilité du réseau, régulation et détection de fautes (pronostique). C'est développer de nouveau systèmes de pilotage et de contrôle adaptée à chaque échelle de réseaux pour la maintenance et le contrôle en prenant en compte la multiplicité des acteurs et la baisse d'inertie.	Besoin de SSE et de gestion de données transparents, coopératif, fiable, sécurisé et rapide. La blockchain dont le concept est défini ci-dessous présente un grand intérêt dans ce contexte d'échanges d'information	Besoin de nouvelles technologies, de nouvelles informations sur la consommation d'électricité et de nouvelles formes de tarification de l'électricité et d'incitations pour permettre de nouveaux usages plus flexible
	Besoin de légiférer de nouveau statuts pour les producteurs	Évolution du marché de national à local	Développer et légiférer le rôle d'agrégateur à tous les niveaux du réseau pour aider à la prise de décision dans le transport et la distribution. Le terme d'agrégateur est défini ci-dessous.		Prendre en compte légalement et techniquement le nouveau statut du consommateur vers celui de "prosumers" (expliqué ci dessous),
	Frein sur la rentabilité économique des sources et des SSE	Acceptabilité social d'un tel changement de paradigme vers une gestion décentralisée, active et participative du réseau	Besoin de réglementations et de déterminer un nouveau cadre pour le rôle des GRT, du gestionnaire du réseau de distribution et des acteurs dans le contrôle du réseau,		
	Améliorer efficacité énergétique	Rentabiliser l'investissement pour le producteur et le consommateur, ces réseaux intelligent doivent rester économiquement attractif par rapport au réseau conventionnel	Optimiser le transfert de l'énergie des architectures et technologies de puissance bidirectionnelles		
			Développer de nouveau systèmes de prédictions pour les EnR et la prévisions de production solaire, éolienne, et de la consommation, à petite échelle spatiale pour améliorer la gestion locale du réseau et l'équilibre production/consommation		

### 3.1.3 Vers les usages des systèmes de stockage de l'énergie

Le déploiement des *Smart Grids* va renforcer le développement d'un réseau de communication dédié à l'énergie électrique permettant de mieux anticiper et réaliser des services à tous les niveaux de la chaîne de production-transport-distribution-consommation électrique. Nous rappelons cependant que cette capacité ne sera effective que si en parallèle de la multiplication des informations, la question du stockage de cette grande quantité de données est résolue et que si la prise de décision est effectivement délocalisée, au moins sur certaines fonctionnalités. Cette dynamique de délocalisation de la décision va entraîner une modification du réseau électrique en transformant certaines parties par plusieurs micro-réseaux facilitant la mise en oeuvre de cette gestion distribuée et décentralisée tout en maintenant l'intégrité du réseau. Chaque micro-réseau devra gérer à la fois ses propres besoins et interactions mais également son interaction avec le reste du réseau. Ses actions possibles sont :

- d'ajuster en interne du micro-réseau ses flux d'énergie,
- être transparent du reste du réseau allant jusqu'à se déconnecter et jouer le rôle de réseau local de secours,
- être apte à rendre des services au réseau en stockant des surplus d'énergie ou en fournissant de l'énergie au réseau.

Du point de vue des SSE (parlant ici d'énergie électrique) dans les micro-réseaux, les services, que nous pourrions également appeler "application du stockage", vont engendrer des usages différents. Suivant ce qui va être demandé aux SSE au sein d'un micro-réseau, ces derniers ne seront pas utilisés de la même façon. Ainsi, leurs dimensions, et donc leurs coûts, leurs maintenances et leur durée de vie ne seront pas non plus les mêmes. La notion d'usage correspond à la réponse à la question "Pourquoi utiliser du stockage dans l'application étudiée?". Nous pouvons ainsi réunir les deux termes "usage" et "service" puisqu'ils sont intimement liés : dans une application un service peut être rendu, celui-ci va impliquer un usage et plus largement un usage rend un service. Dans ce manuscrit, nous utiliserons le terme services pour faire référence aux objectifs dans l'application et l'utilisation du SSE. Le terme usage fera référence aux profils d'utilisation, c'est à dire aux variations de puissance, tension ou courant qui sont induites par le service demandé.

Les différents services possibles rendus par les SSE sont décrits dans le rapport de l'ADEME [79] ainsi que les services liés au pilotage de la consommation. Ces services sont également explicités dans diverses revues scientifiques dédiées aux usages du stockage comme par exemple les synthèses effectuées par Castillo et al. ou Argos-Vargas et al. [98, 99]. Nous avons synthétisé ces usages ou services dans le tableau I.3, pour en faciliter leur identification et éviter les redondances. En effet, nombre de services reviennent dans beaucoup de documents mais sous des termes différents rendant le travail de bibliographie complexe. De même, l'effort de synthèse permettra de mieux identifier les services, impliquant un usage du SSE dans le but d'analyser ensuite l'impact de ces usages sur la durée de vie et les dégradations des SSE. Les données du

tableau I.3 sont issues du bilan effectué par l'ADEME [79], du rapport de la CRE sur l'intérêt du stockage dans les réseaux [74] et des références [98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105].

**TABLE I.3** – Synthèse des services du stockage et du pilotage de la demande à tous les niveaux du réseau

	<b>SSE</b>	<b>Effacement / Gestion de la demande</b>
<b>Services Producteur</b>	Services d'équilibrage	Services d'équilibrage
	Services capacitaires	Services capacitaires
	Services de qualité et de fiabilité	
<b>Services Réseau de transport et de distribution</b>	Services de stabilité	Services de stabilité
	Services de gestion des congestions	Services de gestion des congestions
	Services d'équilibrage	Services d'équilibrage
	Services qualité et fiabilité	
<b>Services Consommateur</b>	Services de sécurité et de confort	Services efficacité énergétique
	Services arbitrage marché	Services arbitrage marché
	Services capacitaires	Services capacitaires
	Services de valorisation EnR	Services de valorisation EnR

Ce tableau se décompose en deux colonnes. La première colonne correspond à des services rendus par le pilotage ou la programmation de la demande, appelés aussi solutions de "Maîtrise de la Demande en Énergie" (MDE) (en anglais dans la littérature sous les noms de *Demand Side Management* ou *Demand Response*). Ces techniques sont possibles grâce aux mécanismes de flexibilité liées à la modularité du micro-réseau et à la circulation de l'information. Ces techniques vont permettre la maîtrise de la demande en énergie par le consommateur, l'agrégateur ou le gestionnaire du micro-réseau afin de rendre service soit au producteur, soit au réseau, soit au consommateur lui-même. Elles se basent sur la possibilité de moduler ou adapter les besoins, appelée globalement "effacement" dans le milieu des réseaux électriques, et qui correspond à plusieurs actions :

- Le décalage temporel de la consommation ou le délestage déplaçant dans le temps une charge électrique (*load shedding*). Cette fonction est généralement suivie d'un re-lestage pour satisfaire la demande énergétique décalée dans le temps. Ceci est signalé dans la littérature comme "effacement diffus", avec une consommation non "effacée" mais reportée dans le temps, "lissant" ainsi le profil de consommation ou reportant une consommation présentant un pic de consommation difficile à gérer par le réseau. Nous retrouvons également cette action dans la littérature comme *load shifting* qui revient à déphaser la consommation.
- L'écroûtement de consommation (*Load shaving*) consistant à limiter la puissance maximale à une certaine valeur pouvant fluctuer dans le temps. La limite peut par exemple être optimisée sur des systèmes de chauffage en limitant la température d'un lieu et donc la consommation électrique.

- La modulation d'amplitude consistant à moduler la forme du profil de puissance consommée. Il s'agit, par exemple, de consommer plus longtemps mais à une puissance moindre ou au contraire de consommer moins longtemps mais avec une puissance appelée plus importante. Cette modification peut être envisagée par exemple sur les appareils de lavage (lave-linge et lave-vaisselle) dont la phase de chauffage de l'eau pourrait être modulée. La modulation d'amplitude est parfois confondue avec le terme de délestage partiel car il s'agit de décaler partiellement la consommation en limitant la puissance.

La deuxième colonne du tableau I.3 concerne les services rendus par les SSE, en fournissant ou en absorbant de l'énergie, classés en fonction du destinataire du service, le producteur, le réseau de distribution et de transport ou le consommateur. Les actions qui peuvent être réalisées par les SSE sont :

- L'écrêtage de la production ou encore *peak shaving* qui correspond au stockage du surplus de productible issue des EnR,
- Le lissage du profil de production en fournissant de l'énergie en plus du productible et en écrêtant pendant les pics de production, revient à déphaser la production grâce au SSE dans le but de lisser le profil pour, par exemple faire de l'injection de puissance sur le réseau sans venir le perturber.
- Le lissage du profil de consommation en restituant de l'énergie stockée lors des heures où la consommation est à un faible niveau, pour la fournir ensuite lors des pointes de consommation (arbitrage énergétique ou *load levelling*).
- Le mode *bulk* ou *commodity storage* correspond à l'action d'un SSE fournissant de l'énergie, comme une source à part entière, à partir de l'énergie stockée pendant des périodes de production pour la restituer plus tard. Cela revient à déphaser la production pour subvenir à la demande et donc à substituer au réseau et donc à "effacer" la consommation du point de vue du réseau.

Ces actions d'effacement de la consommation ou d'utilisation des SSE permettent de réaliser les services synthétisés dans le tableau I.3 et qui sont définis ci-dessous.

- Les services d'arbitrage marché<sup>3</sup> ou le *trading* d'électricité : rassemblent des actions qui rendent un service économique qui consiste à acheter de l'électricité lorsqu'elle est à bas coût et en renvoyer au réseau lorsque son prix est élevé. Ce service peut être réalisé via le SSE ou implicitement en limitant la consommation quand l'énergie est chère, et en la reportant quand l'électricité est moins chère. Dans ce cas-là, aucune énergie n'est réellement renvoyée mais l'adaptation du besoin réalisée est vu par le réseau de la même façon puisque de l'énergie "chère" est produite et non consommée alors que de l'énergie

---

3. Il ne s'agit pas d'un véritable arbitrage, dans le sens économique classique défini par l'Oxford Dictionary comme "l'achat et la vente simultanés de produits ou de services afin de profiter de prix différents pour un même actif". Dans notre cas, l'activité d'arbitrage ne se fait pas simultanément mais séquentiellement, en achetant de l'énergie dans le présent, afin de faire un profit de sa vente dans le futur et profiter de tarifs d'achats préférentiels (tarif heures creuses par exemple).

"pas chère" est consommée en plus. L'acteur qui a réalisé ce décalage de la consommation fait une plus value économique.

- Services capacitaires : cela correspond aux actions aptes à augmenter la capacité de production, par exemple augmenter la capacité de production d'une centrale et offrir un productible garanti grâce à l'utilisation des SSE en mode *bulk* au niveau d'une centrale de production. L'effacement capacitaire, ou effacement de la demande dans ce cas, permet également de diminuer l'obligation de capacité d'un fournisseur.
- Services de gestion des congestions (c'est à dire l'accumulation de flux électriques sur le réseau) : ce sont toutes les actions qui permettent de limiter le taux de flux d'énergie électrique au même endroit ;
- Services d'équilibrage ou de gestion de l'équilibre production/consommation : cela correspond aux actions permettant le suivi de la consommation ou la facilitation du suivi des variabilités autant de production que de consommation en ajustant la réalité pour se maintenir proche des prédictions (aussi appelé *load following*).
- Services de stabilité : cela correspond à la participation des SSE aux réserves primaires, secondaires et tertiaires pour contribuer à la stabilité et à l'inertie du réseau (*voltage support, spinning reserve et frequency regulation*). Lorsque nous parlons du réseau de transport, ces services sont appelés services auxiliaires.
- Services de sécurité et de fiabilité (confort de fourniture) : ce sont les actions qui assurent la continuité d'alimentation électrique lorsque les réseaux sont défectueux et permettent de palier les défaillances. Ces services regroupent également les actions assurant la fiabilité de l'acheminement de la puissance et valorisant l'auto-suffisance, l'autonomie ou l'ilotage ou encore la capacité de *black start*.
- Services de valorisation de l'intégration des EnR et d'efficacité énergétique : cela correspond aux actions de valorisation de l'auto-consommation et de l'auto-production permettant d'optimiser l'utilisation de la production issue des sources d'EnR dans le but de l'utiliser au plus proche de la production pour limiter les pertes en transport.
- Services de qualité : ces services regroupent les actions qui vont aider au maintien de la qualité de l'onde de tension sinusoïdale, son déphasage, son taux d'harmoniques.

Certains de ces services ont été testés dans les projets de réseaux intelligents analysés par l'ADEME [84] et certaines de ces solutions se révèlent robustes et réactives pour assurer la stabilité du réseau. Ce rapport fait par exemple le bilan des techniques de MDE pour diminuer la consommation en passant par des alertes envoyées au micro-réseau sur lequel est connecté l'utilisateur. Ces méthodes font leurs preuves avec des réductions de la consommation comprises entre 1 et 10% en fonction des projets. En ce qui concerne les services des SSE, nous pouvons citer par exemple le projet Nice Grid développé sur le territoire de Carros dans les Alpes Maritimes, où l'intégration de SSE a permis de limiter l'appel de la pointe sur la plage 18h-20h, apportant une contribution moyenne de 200 kW par jour et contribuant à 43% des actions

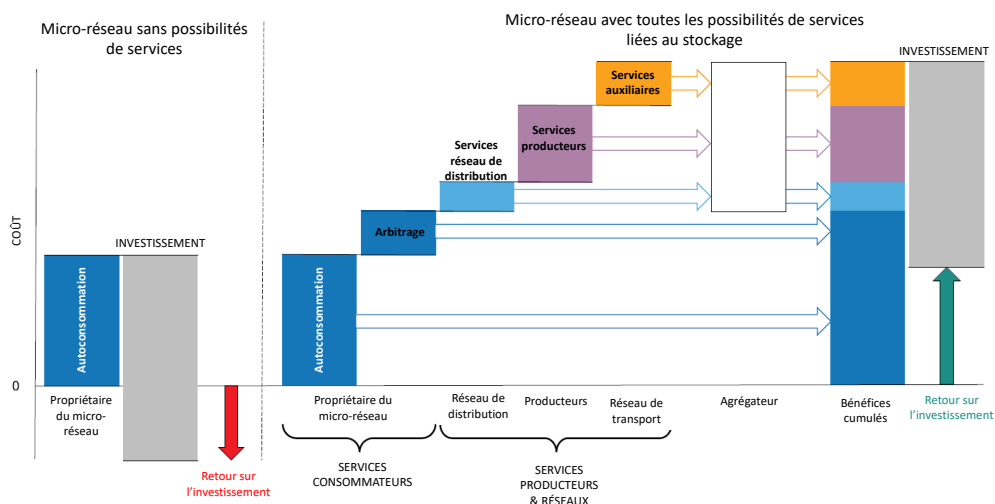
d'effacement sur les tests de l'hiver 2014/2015 en déchargeant simultanément 4 batteries pour fournir 1300 kW pendant 30 min ou 560 kW pendant 2h au lieu d'utiliser le réseau.

Malgré les progrès effectués prouvant les apports possibles des SSE, cinq limites aux services rendus sont encore régulièrement cités dans la littérature.

1. Des limites des procédures de sécurité et des dispositifs pour les installations de stockage notamment sur celles positionnées au plus proche du consommateur dans des micro-réseaux à l'échelle des bâtiments et des quartiers.
2. Le taux de disponibilité des SSE reste limité par les contraintes de recharge et d'énergie disponible à chaque instant ne garantissant pas toujours un taux de production d'énergie produite suffisamment élevé pour recharger le SSE ni même que ce dernier puisse fournir ou stocker cette énergie.
3. Les réglementations concernant le rôle de tous les acteurs du réseau doivent évoluer pour intégrer toutes les fonctionnalités potentielles que permettent les SSE dans les micro-réseaux au sein du *Smart Grid*.
4. L'empreinte écologique non négligeable de certains SSE rendent leurs développements encore très laborieux. Ils ont pour certains d'entre eux mauvaise réputation dans l'opinion publique et donc un taux d'acceptabilité faible.
5. Les problèmes économiques du prix d'investissement des SSE qui présentent les mêmes freins que les problèmes écologiques.

Pour illustrer ce dernier point, une étude proposée par Gardinier et al. [106] sur les politiques des marchés possibles pour améliorer la rentabilité du stockage au Royaume-Uni propose une analyse du potentiel d'un SSE, à l'échelle de l'utilisateur. Les auteurs étudient les gains économiques potentiels en considérant tous les services possibles du stockage, rémunérés et ramenés à l'utilisateur en se basant principalement sur les hypothèses présentées figure I.13. Cette figure présente ainsi le scénario idéal au développement d'un micro-réseau connecté au réseau, avec du stockage et une installation PV. Ce scénario hypothétique correspond typiquement à l'objectif idéal à atteindre lors du déploiement d'un micro-réseau dans un bâtiment par exemple. Au niveau du SSE, cela implique une conception optimale face aux contraintes liées aux usages tout en considérant une durée de vie permettant de récupérer l'investissement de départ. Notons qu'un des intérêts dans l'utilisation du stockage serait de combiner plusieurs des services possibles comme le montre Lintjens et al. [101] d'un point de vue économique, afin de rentabiliser au maximum l'investissement dans le SSE. Cette question du prix du stockage est également mise en avant par Agenbroad et al. dans un rapport [107] de la fondation américaine pour l'électrification rurale, le *Rocky Mountain Institute* [108]. Dans ce rapport, les auteurs analysent le coût global de plusieurs micro-réseaux développés en zone rurale, principalement en Afrique subsaharienne. Ils montrent qu'en moyenne les SSE et l'électronique associée représentent la plus grande proportion du coût total d'investissement, soit 34% du coût d'investissement, qui lui-même correspond à 60% du coût global, considérant 40% comme le coût d'opération et de maintenance.





**FIGURE I.13** – Schéma représentant les avantages économiques théoriques à l'intégration des SSE dans un micro-réseau connecté réseau [106]

Ces cinq points montrent que malgré les avantages théoriques des SSE, il est nécessaire de proposer des méthodes de dimensionnement et de gestion pour optimiser leurs usages et répondre aux services voulus tout en prenant en compte les aspects économiques et écologiques. La problématique liée aux procédures de sécurité et d'installations des SSE n'a pas été abordée dans ce travail de thèse. Cependant, nous en avons tenu compte pour justifier les choix faits sur les SSE étudiées. Par contre, concernant les contraintes liées aux limites d'utilisation, elles doivent être prises en compte dans les problématiques d'optimisation de la gestion et du dimensionnement des SSE mais aussi des sources pour garantir que la quantité d'énergie produite permette de charger les SSE et que ceux-ci soient disponibles au moment où nous en avons besoin. Ceci reste difficile à mettre en œuvre pour les sources d'EnR intermittentes, impliquant de repenser le dimensionnement de façon conjointe entre les SSE et les EnR associées (ces points seront rappelés au chapitre III dédié aux SSE et au chapitre IV dédié au dimensionnement et à la gestion des SSE). De même, cette limite engendre un besoin en modèles de prévision de productible précis. Concernant la procédure suivie pour concevoir un micro-réseau, nous proposons de suivre une méthodologie de conception dont nous abordons les grandes lignes dans la sous section suivante et qui a constitué notre fil conducteur tous aux longs de nos travaux de recherche.

### 3.2 Les micro-réseaux et leurs problématiques de conception et de réalisation

Plusieurs points importants sont à prendre en compte dans le dimensionnement et la gestion des SSE dans les micro-réseaux et plus largement pour le développement d'un micro-réseau.

Pour cela, nous avons organisé notre réflexion autour de deux étapes méthodologiques dans la démarche de création d'un micro-réseau :

- l'**initialisation** : c'est la phase dans laquelle nous déterminons l'application ;
- la **conception** : c'est la partie qui consiste à "penser" le micro-réseau, à définir son dimensionnement et comment les éléments vont interagir notamment avec l'aide de son système de gestion ;
- la **réalisation** : c'est la mise en oeuvre.

Bien entendu, ces trois phases dans le développement d'un micro-réseau sont complètement interdépendantes puisque les considérations de réalisation sont à prévoir dès la phase de conception et dépendent de l'application et vis-et-versa. Nous proposons donc de débiter ces deux étapes de conception et de réalisation par une étape préliminaire qui est de bien comprendre les problématiques de l'application, c'est ce que nous avons appelé la phase d'initialisation.

Pour organiser la méthodologie dans chacune de ces étapes, nous avons schématisé les principales interactions entre les choix à effectuer, considérant les problématiques pas à pas, et leurs différents impacts avec le reste du micro-réseau. L'ensemble des implications que nous avons trouvé entre les étapes de la méthodologie proposée, qui sont : l'initialisation, la conception et la réalisation, sont consignées en figure I.14 et sont représentées par les flèches noires qui relient les différents blocs.

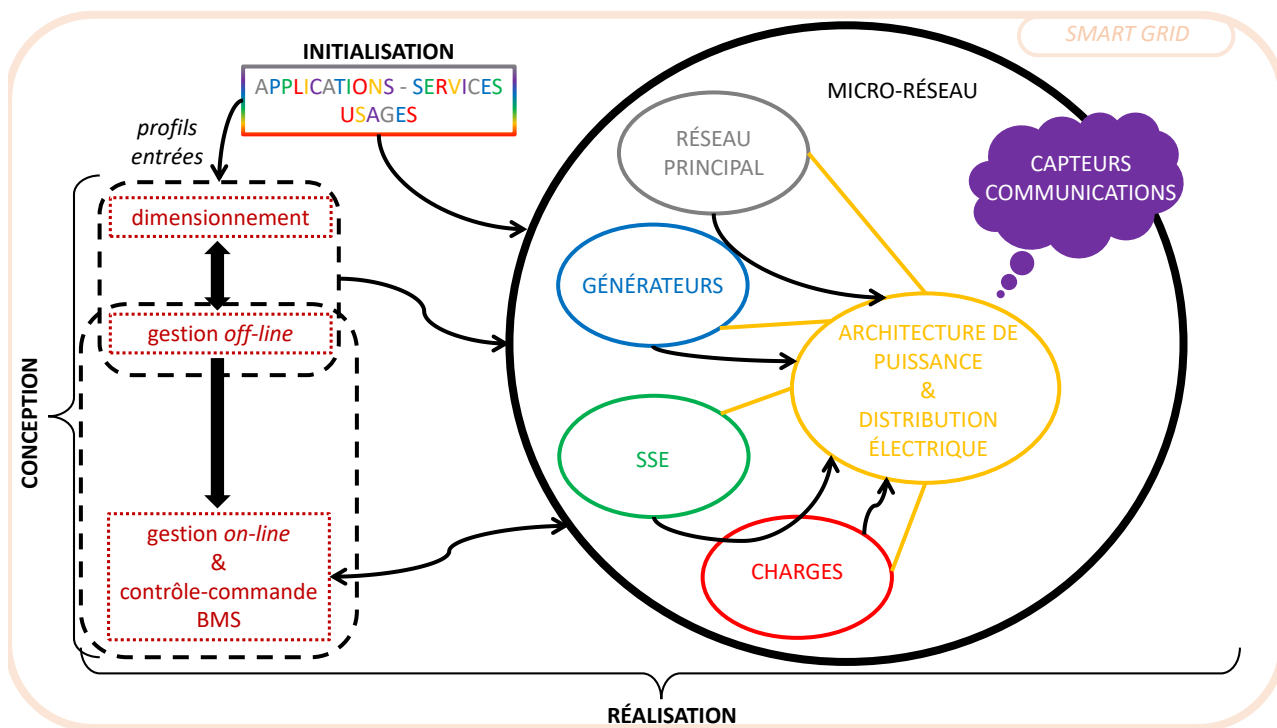


FIGURE I.14 – Synthèse de la méthodologie de conception et de réalisation d'un micro-réseau

En plus de résumer les interactions entre les différents blocs constituant un micro-réseau, cette figure représente tous les éléments ou concepts à prendre en compte. Nous avons fait l'effort de les expliciter un à un dans cette section pour montrer la complexité de la problématique et l'ensemble des points à ne pas négliger. Ainsi pour chaque concept, nous avons décrit et défini un à un leurs propriétés. Pour chaque élément, nous faisons également un point sur les difficultés qu'amènent cet élément lors de la conception ou de la réalisation du micro-réseau. Certains de ces points étant au coeur de nos travaux, nous donnons plus de détails sur ces points dans les trois prochains chapitres.

### 3.2.1 L'initialisation

Ce que nous appelons "étape d'initialisation" correspond à l'étude des besoins de **l'application**. Cette phase répond à la question du "pourquoi". C'est la première étape qui va orienter les choix et consiste à définir le cadre dans lequel le micro-réseau va être développé. Cette étape permet d'établir ou de pré-établir les choix des sources et des SSE possibles par rapport au site, les services désirés, si le micro-réseau va être connecté au réseau, les charges que le micro-réseau doit alimenter, le type de consommation et les services possibles par rapport à son pilotage, la taille du micro-réseau. Toutes ces contraintes ou décisions influencent le dimensionnement des SSE et dirigent les décisions sur les systèmes de communication et d'instrumentation, sur les choix des actionneurs électriques, de l'architecture de puissance et de la stratégie de gestion.

La CRE [83] définit cinq types de micro-réseaux en fonction de l'application et du contexte : les micro-réseaux de zones commerciales, industrielles ou artisanales, les micro-réseaux de campus universitaire, les micro-réseaux de zones isolées, les micro-réseaux pour les éco-quartiers, les micro-réseaux de "base vie" nécessitant des alimentations continues comme les hôpitaux ou les bases militaires. Nous retrouvons également cette classification en catégorie d'application dans le travail de Hossain et al. [109] qui répertorie les micro-réseaux en quatre classes : les micro-réseaux de zones commerciales, militaires, de communauté (rejoignant la notion d'éco-quartier) et de campus, ainsi que dans l'article de revue proposé par Zia et al. [110] synthétisant les challenges des micro-réseaux en fonction de leurs applications. Nous proposons de retenir trois grandes catégories regroupées selon les usages possibles.

- Les micro-réseaux des zones commerciales, artisanales ou industrielles représentant des zones fortement consommatrices d'électricité. Cela correspond à des entreprises et industries aux activités diverses. Leurs besoins en énergie ne sont pas tous identiques mais globalement il en ressort un point commun d'un besoin d'énergie en grande quantité. Dans ces cas-là, le micro-réseau a pour fonction d'optimiser la gestion de l'énergie notamment pour être neutre vis-à-vis du réseau de distribution à la fois dans l'injection et dans la consommation. Les principaux usages sont donc des services producteur et consommateur et des services réseau ainsi que de l'arbitrage qui permet de rentabiliser les installations.
- Les micro-réseaux des campus universitaires. Dans ces réseaux, l'enjeu est d'améliorer la gestion énergétique des campus alors que ceux-ci ont l'obligation d'adopter une démarche

de développement durable depuis 2009, soit depuis la promulgation de l'article 55 de la loi de mise en oeuvre du Grenelle de l'environnement [111] à travers le "Plan vert" pour les campus [5]. Comme pour les zones commerciales, ces micro-réseaux sont connectés au réseau et présentent théoriquement des installations de production et de consommation importantes pouvant être utilisées pour plusieurs types de service producteur, réseau et consommateur. Nous regroupons dans cette catégorie, les micro-réseaux de type éco-quartiers qui vont fournir les mêmes usages avec une vision vers l'autoconsommation collective ainsi que les micro-réseaux à l'échelle des bâtiments, qui correspondent à un micro-réseau unitaire dans le micro-réseau type éco-quartier.

- Les micro-réseaux alimentant des zones isolées, non raccordées aux réseaux électriques ou assurant la sécurité en cas de coupure pour des zones sensibles (hôpitaux, base militaire par exemple). Dans ce cas, l'usage se résume à optimiser l'autosuffisance/autonomie et exploiter les ressources énergétiques renouvelables locales pour offrir une alternance aux générateurs de secours à partir d'énergie fossile qui s'avèrent polluants et coûteux.

C'est dans la catégorie des micro-réseaux de campus ou d'éco-quartier que se positionnent les travaux de cette thèse, c'est à dire dans le cas d'un micro-réseau potentiellement connecté au réseau, et qui va avoir pour objectif d'optimiser la production d'EnR tout en rendant des services au réseau et au consommateur de type arbitrage, valorisation des EnR ou fiabilité d'approvisionnement.

De l'application, émergent les usages. C'est ce qui est implicitement sous entendu par l'expression "d'unité de service" et qui a un impact direct dans le choix de la stratégie de gestion. Un micro-réseau répond bien à un objectif lié à une application donnée impliquant chaque usage de chaque élément qui le compose. Pour rappel, les services sont synthétisés dans les tableaux I.3 de la partie précédente. Par ailleurs, en fonction de l'application, il est établi une liste de données et de profils d'entrée nécessaires à prendre en compte dans la phase de conception. Ces profils sont utiles pour estimer les puissances ou les courants sur l'horizon de temps considéré servant au dimensionnement. Ils représentent le besoin et la production des sources. Ces données servent également à développer les différentes stratégies de gestion. En fonction des usages liés à un objectif de service (par exemple réaliser un système autonome ou plusieurs services au réseau, etc.), les profils d'utilisation des SSE seront différents et traduiront des usages qui dépendent de l'application en lien avec la stratégie de gestion du micro-réseau et à son dimensionnement. Nous mettons ici en évidence la difficulté de réaliser des profils de puissance typiques de l'utilisation des SSE dans le micro-réseaux. Ce point sera abordé et détaillé à la fois dans le chapitre III dédiées au SSE, lorsqu'il s'agira de trouver des profils permettant de valider les modèles de SSE, et dans le chapitre IV lorsqu'il sera question de développer des stratégies de gestion et des méthodes de dimensionnement.

### 3.2.2 La conception

La phase de **conception** correspond premièrement à la définition optimale du dimensionnement et de la stratégie de gestion. Ensuite, elle correspond à la réflexion de comment mettre en oeuvre cette stratégie.

Le **dimensionnement** consiste à prendre les décisions sur la taille de l'installation et plus précisément des générateurs et des SSE. C'est déterminer la dimension "puissance" ou "courant" et "énergie" des SSE et des générateurs. Le dimensionnement est contraint par les décisions liées à l'application (usages, type de consommation et connexion au réseau), et donc par la gestion des unités entre elles répondant aux services envisagés. Il dépend également des ressources économiques et environnementales à disposition, qui par exemple vont influencer dès le départ les choix par rapport à la nature des sources. Le dimensionnement va impliquer des choix sur l'architecture de puissance, notamment dans la connexion des générateurs et des SSE qui vont ensuite eux-mêmes induire des choix sur la distribution électrique réalisée. Les conséquences du dimensionnement influent directement sur la stratégie de gestion puisque les quantités d'énergie mises en jeu ne seront pas les mêmes.

Dès la phase de conception, la ou les **stratégies de gestion**, pour orienter comment seront pilotés et contrôlés les flux de puissance et d'énergie au sein du micro-réseau seront discutés et choisis pour répondre aux besoins.

Nous avons choisi d'un point de vue méthodologique, comme nous pouvons le voir sur la figure I.14, de dissocier plusieurs aspects dans la gestion de l'énergie d'un micro-réseau : la gestion *off-line* et la gestion *on-line* associée aux aspects liés aux contrôles commandes, soit à la mise en oeuvre de cette gestion, au contrôle des convertisseurs et plus largement du micro-réseau. Pour comprendre ce choix, nous l'avons illustré en figure I.15.

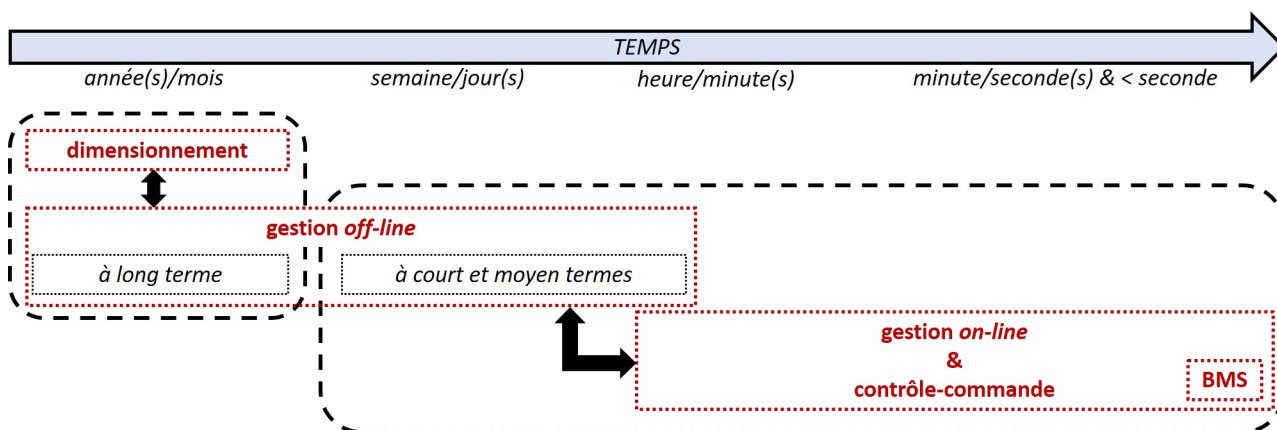


FIGURE I.15 – Représentation générale de l'imbrication dimensionnement/gestion/contrôle-commande dans les micro-réseau

La gestion *off-line* dans la phase de conception peut être vue comme la réflexion par rapport à

l'organisation des échanges d'énergie, à un haut niveau de considération lié à l'application. Nous l'appelons gestion *off-line* puisque finalement cette stratégie va nous permettre de concevoir le dimensionnement et va être optimisé de façon couplée avec celui-ci avant la réalisation. Cette stratégie sera élaborée sur des horizons de temps long, avec des perspectives à long terme afin d'établir l'ensemble dimensionnement/gestion *off-line* de manière optimale considérant toutes les éventuels modes d'opération du micro-réseau au long de sa durée d'utilisation. Puis, cette gestion *off-line* sera appliquée en fonctionnement, à la fois sur de la prédiction à moyen terme, par exemple du jour pour le lendemain et à travers la gestion *on-line*. Celle-ci va être associée au contrôle-commande qui pilote les éléments du micro-réseau et au système qui gère et surveille les SSE. Ce système au plus proche du SSE permet d'assurer le suivi des paramètres au niveau local. La surveillance de la température, de l'état des batteries et du respect des protocoles de charges et de décharges en lien avec les SSE s'appelle un *Battery Management System (BMS)*.

La distinction est difficile à faire entre ces différents niveaux de gestion ou de contrôle, deux termes finalement similaires étymologiquement parlant, et peu dissociés dans la littérature passant aisément de l'un à l'autre dans de nombreux articles. Il est pourtant courant de dissocier les techniques de contrôle et les techniques de gestion vis à vis des dynamiques entrant en jeu, avec des termes comme "contrôle hiérarchique" ou "niveau de contrôle". Nous développerons plus amplement ce sujet dans le chapitre II à travers une synthèse de la littérature concernant ces multiples aspects aidant à piloter de manière optimale les éléments des micro-réseaux. En ce qui nous concerne, nous avons préféré effectuer cette dissociation pour faciliter les explications d'un point de vue méthodologique. Le contrôle-commande inclut, selon nous, la mise en oeuvre de la stratégie de gestion et des régulations associées à l'électronique de puissance et est liée à la partie "intelligence" du micro-réseau. Le détail de la réalisation du micro-réseau est présentée dans le chapitre II, nous y expliquons également le contrôle-commande que nous avons réalisé à l'aide des capteurs et actionneurs communicants pour gérer les échanges d'énergie du micro-réseau. L'approche proposée par R. Rigo-Mariani en introduction de sa thèse [112] nous a donc semblé intéressante et consiste à dissocier le contrôle-commande de la fonction gestion en mode *off-line* et en mode *on-line* au regard des dynamiques entrant en jeu. Cette distinction entre plusieurs types de contrôle est également réalisé par le standard de l'*Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)* sur les contrôleur de micro-réseaux [113] en déclinant quatre type de contrôle : le contrôle-commande au plus près de dispositif divisé en deux parties, le contrôle tension/fréquence et le contrôle de la communication, la supervision de la gestion au niveau des flux de puissance et la supervision de la gestion des échanges avec le réseau. Nous sommes partis de ces deux définitions et les avons adaptées en découplant la gestion *off-line* en une gestion *off-line* à long terme associé au dimensionnement et une gestion *off-line* à court et moyen termes corrélée à la gestion *on-line* et au contrôle-commande. L'explication des interactions entre gestion *off-line* à court et moyen terme et gestion *on-line* ainsi que la mise en oeuvre de la gestion *on-line* et du contrôle-commande seront développées dans le chapitre 2. En revanche, le calcul de la gestion *off-line* qui doit être pensée de manière optimale en lien avec le dimensionnement des éléments du micro-réseau sera développé dans le chapitre IV dédié aux

méthodes d'optimisation du dimensionnement et de la gestion.

Par rapport à la gestion *off-line* à court et moyen termes et à la gestion *on-line* des micro-réseaux, la prédiction du productible des EnR et de la consommation restent un des verrous scientifiques encore bloquants. Les auteurs Agüera-Pérez et al. [114] proposent une synthèse de plusieurs papiers de prédictions météo pour l'estimation des productions PV et éoliennes mais également pour la production des besoins qui dépendent des conditions climatiques (chauffage, lumière par exemple). Les auteurs mettent ainsi en évidence la complexité de la prédiction. Ils proposent un cadre de recommandations méthodologiques comme avoir un accès aux données réelles nécessaires (horizon de temps, quantité et précision) et cohérentes avec l'application et le système réel (orientation et localisation des sources et des charges) et donnent en conclusion une liste de critères pour l'analyse des incertitudes de la prédiction et des taux d'erreurs recommandés avec le comportement réel. De même, Khuntia et al. [115] propose un état de l'art des méthodes de prédictions des profils de consommation et des difficultés de prévoir la consommation d'un usage face aux comportements des utilisateurs du micro-réseaux, sans entraver l'acceptabilité sociale des dispositifs du micro-réseau.

Cette thématique de prédiction ne sera pas abordée dans cette thèse mais nous la signalons car elle est nécessaire pour développer des stratégies de gestion *off-line* et *on-line* optimales entre tous les éléments du micro-réseau. En effet, il est nécessaire d'anticiper la production des sources et les besoins des charges pour pouvoir assurer les fonctions voulues du micro-réseau en optimisant l'usage des SSE mais également pour bien comprendre que l'erreur dans la prévision implique forcément une erreur sur toute la chaîne de contrôle-commande ainsi que sur la mise en oeuvre. Ce problème est soulevé par Chen et al. dans [116]. Les auteurs quantifient les répercussions des erreurs de prédiction de production à l'aide de méthodes stochastiques sur l'estimation de l'état des SSE et ainsi, ils évaluent la différence entre les gestions optimales théorique et réelle. Ces auteurs soulignent alors l'importance de "reboucler" les données réelles des SSE, mesurés par le BMS, avec l'algorithme de gestion pour ajuster en temps réel les décisions. Cette dépendance, est illustrée par la flèche double reliant le bloc "micro-réseau" et les blocs "gestion" et "contrôle-commande" sur la figure I.14, de même que sur la figure I.15 par la flèche entre la gestion *on-line* et l'ensemble "contrôle-commande et BMS". Ce lien représente en fait deux actions. La première action est, qu'en fonctionnement, la gestion et le contrôle établis dans la phase de conception seront ceux mis en oeuvre à travers l'intelligence distribuée dans le micro-réseau. Cette stratégie va orchestrer les opérations entre l'ensemble des capteurs, actionneurs et communications au sein du micro-réseau.

La deuxième action entre conception et réalisation, mise en évidence par cette double flèche est le fait d'ajuster les décisions de conception par rapport à de nouvelles contraintes de réalisation. Le contrôle-commande et la gestion *on-line* réalisent un trait d'union entre les phases de conception et de réalisation. Chaque étape de ces deux phases sont donc liées, c'est pourquoi les deux accolades "conception" et "réalisation" se chevauchent dans la figure I.14 au niveau du bloc "gestion *on-line*, contrôle-commande et BMS".

### 3.2.3 La réalisation

La phase de **réalisation** dépend des choix de l'application et de la phase conception. Elle répond à la question du "comment". Pour comprendre les enjeux de cette étape, il nous faut définir quels sont les éléments qui constituent un micro-réseau. Nous le représentons comme un élément à part entière du *Smart Grid* et identifié par le cercle noir de la figure I.14 au sein duquel nous identifions les principaux éléments le constituant.

Deux définitions des micro-réseaux pour les applications stationnaires datant de 2002 reviennent régulièrement dans la littérature. La définition du *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions* (CERTS) regroupant plusieurs programmes de recherches publiques et laboratoires américains et, une deuxième développée au niveau européen [117] énoncée par Tsikalakis et Hatziargyriou [118]. La première regroupe quatre points essentiels :

- un micro-réseau est considéré par le reste du réseau (faisant référence ici au réseau de distribution auquel il est connecté) comme une unité propre qui se gère seule ;
- un MG doit être capable de piloter et contrôler les flux de puissance en son sein sans perturber le réseau, qui le perçoit comme une unique source ou réservoir d'énergie potentiel, et vice-et-versa du point de vue du micro-réseau ;
- il a la possibilité de se connecter/déconnecter (s'isoler) du réseau en cas de situation de défaut et doit être capable de rendre des services au réseau autant en termes de consommation que de production ;
- sa constitution doit pouvoir être modifiée de manière "*plug and play*" afin de l'adapter au besoin.

La deuxième définition ajoute à ces points la notion de distribution électrique en BT ou MT et décrit le micro-réseau comme un ensemble d'unités distribuées pouvant produire, stocker et/ou consommer de l'énergie. En prenant en compte ces deux définitions et l'étude précédente sur les usages des SSE, nous pourrions synthétiser les micro-réseaux avec la phrase suivante :

Un micro-réseau est un réseau électrique de distribution BT ou MT, local, intelligent et à échelle réduite, regroupant un ensemble de générateurs, de SSE et de charges, distribués et interagissant entre eux suivant une stratégie de gestion et de contrôle permettant de fonctionner comme une unité de service vers le producteur et/ou vers le consommateur, et/ou vers le réseau principal auquel il peut être connecté ou non.

Cette définition permet de distinguer les concepts et les éléments clés permettant de décrire un micro-réseau et sur lesquels nous nous sommes basés pour établir la figure I.14.

Nous nous sommes focalisés, dans le cadre de cette thèse, uniquement sur les micro-réseaux mettant en jeu des flux électriques sur la base de la définition européenne des micro-réseaux. Par opposition à d'autre type de réseau, le terme micro-réseau fait référence, dans ces travaux, à **un réseau de distribution électrique** permettant les flux d'électricité. Cependant dans la littérature, il n'est pas rare de voir le terme micro-réseau associé à d'autres type d'énergie, comme des réseaux d'échanges thermiques, de gaz ou encore d'eau. Ces micro-réseaux sont



généralement précisés comme des micro-réseaux multi-énergie ou *multi-energy systems* (MES) ou encore *energy hub*, et sont largement étudiés dans la littérature [119, 120, 121, 122, 123]. Nous retrouvons aussi les termes micro-réseau *Power to X* où X désigne un autre type d'énergie, par exemple *Power to Gaz* abrégé P2G. Souvent, quand un système multi-énergie combine électricité et thermique, c'est qu'une partie de l'électricité et de la chaleur est produite par un système de co-génération (que nous retrouvons dans la littérature sous le sigle CHP pour *Combined Heat and Power*). Dans tous les cas, une partie électrique dite *Power* existe toujours au sein d'un micro-réseau, et pourra ensuite éventuellement être associée à un ou plusieurs autres types d'énergies. D'ailleurs la définition des micro-réseaux énoncée par le CERTS précise qu'un micro-réseau est conçu pour fournir de l'électricité et de la chaleur alors que la définition européenne inclue uniquement la notion d'électricité [124].

La distribution électrique fait référence aux formes d'ondes de tension et de courant, soit au mode de distribution de l'électricité dans le micro-réseau. Celle-ci peut être exclusivement opérée en courant alternatif (ou *Alternative Current* (AC)), nous parlons alors de micro-réseau AC. Elle peut être exclusivement réalisée en continu (ou *Direct Current* (DC)) et parlons dans ce cas de micro-réseau DC. Un troisième type de micro-réseau existe et correspond à une hybridation de ces deux modes de distribution. Nous parlerons alors de micro-réseau hybride AC/DC. En fonction de la nature de la distribution, le micro-réseau aura une **architecture de puissance** différente. Ces éléments sont à prendre en compte lors de la réalisation, cependant ils vont dépendre des choix faits pendant la conception. En fonction de la distribution choisie, l'architecture ne sera pas la même afin d'optimiser l'efficacité globale du système de distribution. De même, la stratégie de contrôle-commande ne sera pas la même suivant la nature de la distribution. Ces effets de conséquence sont représentés par les flèches noires du bloc conception vers le micro-réseau puis, les flèches allant de chaque élément du micro-réseau vers le bloc "architecture de puissance et distribution électrique" représenté en jaune. En effet, le choix de la distribution doit se faire en fonction la nature des éléments connectés au micro-réseau (générateurs, charges, systèmes de stockage ou réseau principal). Les possibilités de choix de distribution et les architectures associées possibles seront développées dans le chapitre II.

Nous précisons par ailleurs qu'un réseau de données existe aussi dans le micro-réseau, quel que soit le type d'énergie mise en jeu, mais ces échanges et l'ensemble du système d'instrumentation sont implicitement inclus dans le terme **intelligent**. C'est l'intelligence au même titre que celle mentionnée dans le concept de *Smart Grid* dans lequel se positionne le micro-réseau. Ce qualificatif d'intelligent fait référence aux capteurs et actionneurs distribués et communicants dans le micro-réseau, lui procurant la capacité de réaliser sa gestion, son contrôle et son suivi indépendamment du réseau principal. Nous l'avons représentée en violet sur la figure I.14. L'intelligence qui va être déployée dans le micro-réseau doit être réfléchi dès la phase de conception puisque suivant l'application, la taille du micro-réseau sera différente impliquant que les protocoles définis pour la communication le seront aussi. La gestion et les contrôles désirés vont également influencer le choix du déploiement de l'intelligence dépendant des variables à enregistrer en entrée, les capteurs et des actions réalisées par les actionneurs.

Ce point est complètement corrélé à l'architecture de puissance puisque les actionneurs en dépendent. Tout ceci sera plus amplement détaillé dans le chapitre II.

De plus, le micro-réseau est un réseau électrique **local** et à **échelle réduite**. Par ces adjectifs, deux caractéristiques des micro-réseaux sont données.

Premièrement, la spécification d'échelle réduite est faite en comparaison avec le réseau principal de distribution ou de transport. Cette précision sur la taille du micro-réseau porte à discussion dans la littérature, ouvrant la voix à de nouveaux noms comme le *minigrig* pour les applications autonomes isolées alimentant quelques consommateurs [107], le *nanogrid* à l'échelle du bâtiment ou encore le *picogrid* pour désigner les réseaux d'alimentation dans les applications embarquées de faible puissance. Ces définitions proposées par exemple par Martin-Martinez et al. dans leurs états de l'art [124] soulignent que des distinctions faites en fonction de la taille apportent bien différents micro-réseaux avec différentes architectures de puissance, stationnaires ou embarqués, et différents systèmes de supervision. En effet, les problématiques de distribution électrique, de distance parcourue par les communications ainsi que le choix d'allocation des éléments les uns par rapport aux autres et avec les noeuds électriques ne seront pas les mêmes vis à vis des pertes en lignes. Par exemple, un micro-réseau à l'échelle du bâtiment n'aura pas les mêmes contraintes qu'un micro-réseau à l'échelle d'un quartier ou d'une ville, ou d'un véhicule. De plus, il est sous-entendu avec ces définitions que le terme micro-réseau désigne un micro-réseau stationnaire, ce qui implicitement pose question quand à l'utilisation du terme "micro-réseau" pour les réseaux électriques dans les systèmes embarqués. Dès que le micro-réseau a une échelle qui ne peut plus être considérée comme réduite par rapport au réseau principal de distribution et de transport, nous retrouvons principalement la définition de *multi-microgrid* et qui lui en revanche est très utilisée, et désigne des réseaux à grandes échelles au sein desquels plusieurs micro-réseaux sont connectés. Typiquement, ce multi-réseau correspond bien à ce que va impliquer le développement du *Smart Grid* d'un point de vue électrique. Dans la suite du manuscrit nous utilisons le terme micro-réseau pour désigner tout réseau stationnaire local correspondant au critère de taille "réduite", puis nous distinguons si besoin les micro-réseaux entre eux en détaillant l'application et l'architecture de puissance.

Deuxièmement, le terme local implique que le micro-réseau fonctionne de manière indépendante du reste du réseau de distribution principal, qu'il peut s'y connecter mais que son fonctionnement interne est transparent pour le reste du réseau. Un micro-réseau est donc un ensemble d'éléments capable de fonctionner collectivement et indépendamment du reste du réseau et à une échelle locale. Pour cela, un micro-réseau a sa propre stratégie de gestion et de contrôle des éléments. Toutefois, la gestion peut permettre des interactions avec le reste du réseau s'il est présent. En effet, selon les besoins, le micro-réseau peut être **connecté ou déconnecté du réseau principal de distribution**. Lorsqu'il est connecté au réseau principal, il doit être capable de s'isoler, c'est à dire, de fonctionner en mode déconnecté ou mode îlotage. Ceci signifie que le micro-réseau se déconnecte du reste du réseau et est apte à se maintenir à l'équilibre de manière autonome. Ces 2 modes d'opération sont appelés dans la littérature *grid-tied mode* ou *ON-grid state*) lorsque le micro-réseau est relié au réseau principal et *remote*

*mode*, *OFF-grid state* ou *isolated*, lorsqu'il est déconnecté du réseau. Lorsqu'un micro-réseau est connecté au réseau principal, il doit être synchronisé du point de vue fréquentiel tout en respectant la qualité du réseau principal. Lorsqu'un micro-réseau est complètement déconnecté du réseau principal, il est dit autonome y compris sur la qualité de l'énergie délivrée. Le choix du mode dépend de l'application et des questions qui se posent lors de l'étape d'initialisation sur la quantité de ressources à disposition et l'état de développement du réseau de distribution déjà existant [109]. Sa présence et sa qualité vont influencer le choix de l'architecture de puissance du nouveau micro-réseau et de son contrôle-commande par les choix faits concernant les modes d'opération possibles et la gestion de la transition entre ces modes.

La présence et la possibilité de connexion au réseau (implicitement principal) d'un micro-réseau est identifiée en gris par le bloc réseau sur la figure I.14.

Le micro-réseau possède principalement trois autres types d'éléments distribués en plus du réseau : des charges, des générateurs ou sources (logiquement au moins une partie à partir d'EnR, bien que cela ne soit pas toujours le cas) et des SSE.

Les **charges** désignent les parties du micro-réseau qui vont consommer de l'énergie. Le micro-réseau a pour objectif principal de répondre à ce besoin en fournissant une énergie de qualité en quantité suffisante. Au sens des micro-réseaux, ces charges peuvent être de différentes natures, c'est à dire consommer du courant AC ou bien DC. Les données de consommation sont le point de départ à la conception d'un micro-réseau qui, à priori, est conçu en premier lieu pour alimenter un ou plusieurs systèmes. Ce besoin sera à priori établi lors de la phase d'initialisation, et il s'agit généralement d'une modélisation ou d'une estimation de la consommation, basée sur l'application à laquelle est destinée le micro-réseau et des méthodes de prédiction. Nous pouvons ajouter à cela les estimations basées sur des données réelles passées et issues de campagnes de mesures témoignant d'une application. Les possibilités de gestion des charges expliquées dans la section précédente, type effacement, sont à prendre en compte dans la gestion d'un micro-réseau. Cela va permettre par exemple de gérer les EnR en phase avec les charges et donc de limiter la taille des SSE, et ainsi proposer un dimensionnement optimal.

Les **générateurs ou sources** (en bleu sur la figure I.14) sont les éléments du micro-réseaux qui produisent de l'énergie, dans notre cas, électrique. Nous les retrouvons sous plusieurs appellations dans la littérature, par exemple sous l'abréviation DG pour *Distributed Generator* soit générateurs distribués, à ne pas confondre avec *Diesel Generator* qui lui est un type de source. Adefarati et al. [125] proposent une comparaison de quatre définitions de générateurs distribués qui viennent de l'*Electric Power Research Institute*, du *International Council on Large Electric Systems*, de l'*Institute of Electrical and Electronics Engineers* et de l'AIE. Ces quatre définitions s'accordent pour énoncer qu'un générateur distribué est une source d'énergie électrique non réversible, fournissant une puissance électrique comprise entre quelques Watts à 50-100 MW, pouvant être placée de manière distribuée sur le réseau de distribution ou dans un micro-réseau et dont l'énergie primaire est de deux natures possibles : conventionnelle (l'énergie primaire est une ressource fossile) ou à partir d'EnR. Nous retrouvons également dans la littérature l'abréviation DER correspondant à *Distributed Energy Resource* pour désigner les

sources d'électricité dans les micro-réseaux. Dans ce cas, ce terme regroupe les générateurs distribués et les SSE. Nous choisissons de faire la distinction entre les sources réversibles comme les SSE et les sources non réversibles. Dans ce cas, ces générateurs distribués sont répertoriés de manière exhaustive dans les articles de revue de Pepermans et al. [126], Kumar et al. [127] et Adefarati et al. [125]. À partir de ces articles nous avons synthétisé ces différents générateurs distribués par la figure I.16.

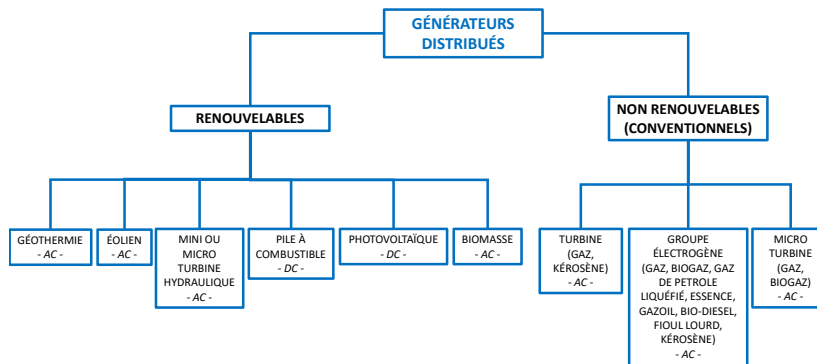


FIGURE I.16 – Les types de générateurs distribués dans les micro-réseaux adaptés de [125] [126] et [127]

Cette figure présente les principaux types de générateurs distribués en fonction de leurs natures. Nous pouvons compléter que chaque générateur présenté dans cette synthèse fournit une électricité AC ou DC. Le micro-réseau peut être un système multi-sources aussi appelé système de génération hybride. Cela implique que plusieurs types de sources sont connectées en différents noeuds du micro-réseau. Il s'agit d'un mix de plusieurs générateurs distribués avec des SSE et éventuellement le réseau (considérés alors comme des sources puisqu'ils fournissent de l'électricité), soit en utilisant un seul type de générateur, distribué en plusieurs noeuds du micro-réseau ou en l'associant avec le réseau et des SSE. Dans ce cas, le micro-réseau est aussi considéré comme un système multi-sources puisqu'il utilise de l'énergie électrique produite par différents systèmes de production ou en différents points de connexion.

Au niveau électrique, le facteur limitant ou dimensionnant d'un générateur distribué va être la puissance nominale ou la puissance crête, en Watt-crête (Wc), dans le cas du PV<sup>4</sup>. Ce paramètre est généralement fourni dans les documents du constructeur (*datasheets*). En fonction de leurs natures, de l'architecture de puissance du micro-réseau et de la distribution choisie et de

4. La puissance crête d'un panneau PV correspond à la puissance électrique fournie par le générateur lorsqu'il est soumis aux conditions *Standards tests Conditions* (STC). Ces conditions sont une exposition à une irradiance de  $1000 \text{ W/m}^2$  constituée d'un type spectral normé et une température de  $25^\circ\text{C}$  dans le cas d'un panneau solaire et une certaine inclinaison des rayons décrites par l'AM1.5

la gestion mise en oeuvre, les sources et les charges seront connectées via des convertisseurs ou non. De manière réciproque, il est logique d'adapter la nature de la distribution du micro-réseau en fonction de la nature des charges et des sources, puisque les étages de conversion comme les convertisseurs vont impacter l'efficacité énergétique globale de la transmission de l'énergie. Il est donc important de corrélérer la nature de la distribution AC ou DC en fonction de la nature des sources. Ainsi, et dans la mesure du possible, nous optimisons la transmission de l'énergie.

Enfin, les derniers éléments, qui seront principalement présentés dans le chapitre III, sont les **Systèmes de Stockage de l'Énergie**, abrégé SSE dans ce manuscrit. Ils sont une réponse évidente face à l'intermittence des EnR éoliennes et PV et à l'impossibilité de décaler la production des EnR dans le temps. Ils sont donc présents dans la majorité des micro-réseaux afin d'assurer les mécanismes de flexibilité et/ou d'autres usages. Nous avons étudié dans le cadre de cette thèse uniquement les SSE électriques puisque nous avons travaillé avec des micro-réseaux purement électriques. Nous retrouvons ces systèmes sous plusieurs abréviations dans la littérature, les *Energy Storage System* (ESS) et bien qu'au sens strict du terme, cela signifie n'importe quel type d'énergie, il s'agit la plupart du temps de SSE électrique. Il arrive parfois qu'ils sont spécifiés et identifiés sous le nom de *Electrical Energy Storage System* (EESS). Dans notre cas, nous les avons nommés SSE impliquant implicitement de l'énergie électrique.

Les batteries restent de loin les SSE les plus présents dans les micro-réseaux. Nous nous sommes focalisés dans cette thèse sur les interactions entre ces dernières et leur environnement au sein des micro-réseaux. Plus précisément, nous avons étudié les deux familles de batteries dites Plomb-acide (PbA) et les batteries Lithium-ions (Li), car ce sont les plus utilisées dans les réseaux et les micro-réseaux pour assurer les fonctions et les usages précédemment évoqués. Ce point sera au coeur de nos travaux et les définitions nécessaires à l'étude des SSE et plus spécifiquement des batteries seront données dans le chapitre III.

Comme énoncé dans la section précédente, la prise en compte du vieillissement et l'optimisation de l'utilisation des SSE afin de la minimiser est une préoccupation récurrente parce que les SSE sont à ce jour des éléments coûteux pour un micro-réseau. En augmentant leur durée d'opération, leur "sur-coût" devrait diminuer tout comme leurs impact écologique. Au niveau des SSE, deux axes de recherche pour atteindre ces objectifs sont envisagés dans la littérature :

- développer et utiliser des systèmes de stockage de l'énergie électrique de plus en plus performants, autant au niveau électrique qu'en durée de vie et d'empreinte écologique. De nombreuses recherches contribuent à ce champ d'actions dans le domaine des matériaux, de la chimie et de l'électrochimie. Nous pouvons citer par exemple les récents progrès sur les batteries Sodium-Lithium (Li-Na) ou Sodium-Sélénium (Na-Se) très intéressantes de par l'abondance du Sodium sur Terre et pour les excellentes performances du Sélénium en terme de conductivité électrique et de densité d'énergie [128].
- l'autre méthode consiste à améliorer la durée de vie des systèmes existants en optimisant leurs utilisations. En améliorant la durée de vie, nous diminuons logiquement le bilan carbone du système et améliorons la rentabilité économique. Il faut également s'assurer

que l'optimisation n'entrave pas le fonctionnement pour lequel le stockage a été défini. Il faut donc penser à la fois à la façon dont le système de stockage va être déchargé, utilisé, mais aussi à la façon dont il va être chargé.

Cette dernière approche, qui est celle que nous avons choisi dans cette thèse, implique que le dimensionnement et la gestion des SSE présents dans le micro-réseau doivent être pensés conjointement et en fonction de ce que pourront fournir les sources à proximité et des services que le système sera supposé rendre, soit de l'usage dans l'application étudiée.

En résumé, la phase de réalisation correspond à la mise en oeuvre de tous les éléments du micro-réseaux, mais au-delà de la description physique du système réel, elle dépend de la première étape de dimensionnement et de gestion *off-line* de la phase de conception, qui se fait en amont. Cependant, les décisions de réalisation vont ensuite être ajustés lors de la conception.

Le micro-réseau va permettre de faciliter l'intégration des EnR en intégrant de nouvelles briques technologiques intelligentes et flexibles comme les SSE. Toutefois, ces fonctionnalités ne sont possibles et intéressantes d'un point de vue développement durable uniquement si les SSE sont dimensionnés et gérés en adéquation avec l'usage voulu et suivant des critères économiques et écologiques optimisés.

Pour les différentes étapes de la phase de conception, des modèles des éléments du micro-réseau sont nécessaires pour évaluer et déterminer une configuration optimale, à la fois au niveau du dimensionnement que de la gestion et du contrôle-commande, tout en répondant à l'application voulue. Globalement quand nous parlons de conception optimale, dans le contexte du *Smart Grid*, cela revient en d'autres termes à améliorer la durée de vie de tous les éléments du micro-réseau, baisser les coûts et augmenter l'efficacité énergétique. Pour arriver à ces fins, nous avons besoin de modèles de SSE performants nous aidant dans la prise de décision pour la phase de conception vers la réalisation d'un micro-réseau.

## **4 Contexte des travaux de thèse, problématiques et objectifs**

Les travaux antérieurs de l'équipe ISGE et de l'équipe SARA ainsi que les projets réalisés conjointement sont rappelés dans la première partie de cette section. Nous mettrons en évidence les besoins des différentes équipes qui ont conduit à ce travail commun ainsi que les perspectives des travaux de l'équipe ISGE qui ont amené à la poursuite des travaux sur les SSE. Dans une seconde partie, nous positionnons nos travaux de thèse et nos objectifs par rapport à ces problématiques, qui rejoignent celles de la littérature citées dans les sections précédentes de ce chapitre. Nous terminons en donnant la structure du manuscrit et la démarche scientifique que nous proposons.

## 4.1 Travaux antérieurs et positionnement des travaux de thèse

Les travaux de l'équipe ISGE recouvrent de nombreuses thématiques en lien avec la gestion de l'énergie, allant du composant au système. L'équipe travaille historiquement sur la conception de composants de puissance ainsi que sur les convertisseurs statiques afin d'en optimiser leurs efficacités vis à vis de diverses applications et d'améliorer leurs limites de fonctionnement. Progressivement, l'équipe s'est également intéressée aux aspects plus globaux dits "systèmes" proches de l'utilisation finale de ces composants et convertisseurs de puissance au sein des réseaux pour faciliter l'intégration des EnR et gérer des systèmes embarqués. Au sujet de l'intégration des EnR, les recherches antérieures se sont concentrées principalement sur les systèmes PV et ont abouti à plusieurs thématiques autour des micro-réseaux à l'échelle résidentielle.

Dans ce contexte, le projet, initialement appelé projet Adream, a démarré en 2004 et soutenu par l'UE, l'État, la Région Midi-Pyrénées, la communauté urbaine du Grand Toulouse et le CNRS dans le cadre du Contrat de projet État-Région de 2007 et de 2013 [129] a abouti à une plateforme expérimentale "Synergie" [6] labélisée par le pôle de compétitivité Derbi située au sein d'un bâtiment expérimental à énergie optimisée. Ce bâtiment est présenté en photo figure I.17 avec des illustrations des espaces internes dédiés aux outils à disposition des chercheurs qu'il abrite.

Ce bâtiment expérimental nommé Georges Giralt, construit dans le cadre du projet Adream et également appelé "bâtiment Adream", correspond aujourd'hui aux termes que nous retrouvons dans la littérature de *Building integrated Photovoltaic* (BiPV) et de *living-lab*. Il a permis de déployer un réseau électrique "intelligent" doté de son propre système de monitoring et d'une station météo dédiée. L'ensemble du bâtiment est ainsi alimenté par un réseau électrique propre entièrement instrumenté et à énergie optimisée, mais toutefois raccordé au réseau électrique du laboratoire lui-même connecté au réseau de distribution principal via un poste de transformation en entrée du laboratoire. La production d'énergie du bâtiment est issue de sources d'EnR de type PV et la demande en énergie est basée sur des dispositifs de faibles consommations comme un système d'éclairage optimisé. L'édifice d'une superficie de  $1700\text{ m}^2$  a été inauguré en 2012 [130] et possède aujourd'hui :

- Un réseau de 6500 capteurs répartis dans l'ensemble du bâtiment, dont les données sont collectées en temps réel au pas de temps de la minute depuis 2012, enregistrées et stockées dans une base de données *open access* à disposition des chercheurs [131]. Ces mesures donnent des informations sur l'évolution de la température intérieure du bâtiment, la production PV, la consommation électrique des prises, du système de Chauffage Ventilation et Climatisation (CVC), de l'éclairage naturel et artificiel des pièces, de la qualité de l'air. A ces mesures, viennent s'ajouter les données d'une station météo sur la terrasse du bâtiment composée de plusieurs pyranomètres, d'un anémomètre et d'une girouette permettant de mesurer l'irradiance, la direction et la vitesse du vent et la température extérieure.
- Plus de  $700\text{ m}^2$  d'espace de travail (bureaux, *open-space*, salle de pause, facilités) pour

les différentes équipes travaillant dans le bâtiment, et 500  $m^2$  dédiée à une plate-forme de caractérisation et d'expérimentation électrique et une zone dédiée aux travaux de robotique humanoïde, interaction homme-robot et robotique de vol réalisés au laboratoire et dont les équipes sont également hébergés dans le bâtiment Adream.



(a) BiPV Adream [130]



(b) Dispositifs techniques et plate-formes expérimentales présentes dans le bâtiment [6]

**FIGURE I.17** – Le bâtiment Adream et les champs expérimentaux de recherche internes au bâtiment

- Un système de géothermie optimisée "basse consommation" avec un puits "canadien" pour la mise en température de l'air et un système de géothermie verticale profonde et trois pompes à chaleur pour la CVC.
- Une plateforme PV de 100kWc représentant une surface totale active de 591  $m^2$  de cellules PV, répartis sur quatre zones d'inclinaisons, technologies et orientations différentes : la terrasse, le bardage, le toit et la façade du bâtiment. Actuellement, la majorité des



panneaux répartis en plusieurs champs eux-mêmes regroupés en chaînes de plusieurs panneaux sont connectés à des onduleurs couplés au réseau du bâtiment afin d'injecter la puissance produite dans le réseau électrique du bâtiment, lui-même connecté au réseau électrique du reste du laboratoire. Certaines chaînes de panneaux de la terrasse et de la façade peuvent être détournées vers la salle de manipulation de la plate-forme de caractérisation électrique pour des fins expérimentales de recherche notamment. De même, au court du temps certains panneaux ont été déconnectés pour alimenter des charges isolées ou d'autres réseaux électriques indépendants du réseau alternatif du bâtiment.

- Un espace permettant d'entreposer des SSE, avec un raccordement vers les installations PV de la terrasse et isolé du reste du réseau du bâtiment.

L'un des intérêts est son aspect *living-lab* et d'avoir des retours directs d'expériences possibles de la part des usagers car il héberge réellement du personnel du laboratoire. Ce qui en fait lui même un objet de recherche et un atout mettant à disposition des chercheurs des profils de données de consommation de type tertiaire, représentatives d'un contexte d'application et de complexité significative. Un autre intérêt est que dès sa conception, ce bâtiment a été prévu pour faciliter diverses modifications structurelles pour permettre des modifications liées aux travaux de recherche ou encore pour éviter des détériorations prématurées lors de changements d'usage. Ce qui arrive en moyenne tous les 5 ans sur les bâtiments hébergeant des zones d'expérimentation. En cela, ce bâtiment est précurseur pour des concepts de réduction d'impact sur l'environnement et de développement durable avec un objectif de durée de vie en bon état maximisé. Ainsi, par exemple, le réseau électrique et celui de recueil des données, sont conçus pour évoluer facilement en lien avec les besoins de recherches expérimentales effectuées sur et dans le bâtiment au cours du temps.

Par ailleurs, l'ouverture d'une partie de la base de données du bâtiment est aujourd'hui effective [131]. Des analyses effectuées sur les données du bâtiment montrent qu'à ce jour, la production PV couvre au maximum 70% des besoins mensuels du bâtiment (données issues d'avril 2017 ayant eu un bon taux d'ensoleillement). Ce taux de couverture des besoins du bâtiment bien que remarquable pourrait s'améliorer par une meilleure gestion de la consommation électrique constatée dans les salles de manipulation et, probablement une meilleure sensibilisation des usagers sur leurs consommations électriques. Ce résultat montre également que le stockage pourrait permettre d'optimiser la gestion des flux d'énergie entre production, consommation et les interactions avec le réseau de distribution principal pour augmenter le degré d'autonomie du bâtiment.

Les recherches effectuées pendant cette thèse ont été réalisées au sein de ce bâtiment et s'appuient sur les données issues de la base de données.

Parmi les recherches menées dans le bâtiment Adream, dans le domaine des micro-réseaux et des EnR, nous pouvons citer les travaux de thèse portant sur l'optimisation des systèmes PV et notamment les architectures distribuées et le contrôle associé des convertisseurs de puissance pour l'optimisation des algorithmes de gestion multi-critères (ombrage, efficacité énergétique, modularité, optimisation des coûts, vieillissement) [132] et [133], les travaux sur la prédiction de

la ressource solaire et la détection de défauts [134, 135] et les premiers travaux sur l'optimisation de la connexion électrique au réseau par la conception d'onduleurs dédiés [136, 137]. Sur la gestion de l'énergie dans le bâtiment, notamment sur l'optimisation de la consommation, et plus particulièrement du système de CVC, nous pouvons citer les travaux de Papas et al. [138]. Sur la partie optimisation de la gestion et du dimensionnement des SSE dans le micro-réseau, les premiers travaux de thèse ont été effectués par K. Neuhaus [139] et J. Dulout [140]. Dans son travail, K. Neuhaus a abordé la modélisation de différents types de SSE dédiés à une chaîne de conversion PV-hydrogène, notamment de batteries hybrides lithium/super-condensateur (LiC) et d'une pile à combustible. L'approche de modélisation des éléments du SSE développée dans cette thèse est effectuée d'un point de vue électrochimique en lien avec le Centre Inter-universitaire de Recherche et d'Ingénierie des Matériaux (CIRIMAT). De ces travaux, sont ressortis les premiers besoins de cyclage de SSE au laboratoire. La thèse de J. Dulout axée sur l'optimisation du dimensionnement et la gestion des batteries au plomb et au lithium dans les micro-réseaux stationnaires est réellement la première au sein du LAAS à se focaliser sur le concept de micro-réseau. L'approche appliquée dans cette thèse est une approche systèmes posant certaines bases dans l'objectif de développer des stratégies de gestion de l'énergie échangée. Cette considération a permis des études d'optimisation posant des hypothèses simplificatrices de première approche et permettant de développer des modèles puissance-énergie linéaires et faciles à gérer lors de la mise au point en simulation des algorithmes d'optimisation. En effet les modèles "simples" utilisés pour chaque entité présente dans le microgrid n'entraînent ainsi pas de temps de calculs trop importants ni ne nécessitent de données émanant d'essais expérimentaux.

A l'issue de ces premiers travaux, un constat a été fait sur plusieurs nouveaux besoins notamment celui de développer de nouveaux modèles de SSE devant être plus précis pour améliorer la gestion des SSE. D'autre part, plusieurs questionnements restaient ouverts sur les méthodes à mettre en oeuvre pour améliorer le dimensionnement des SSE en le corrélant à la gestion et en prenant en compte le dimensionnement des sources pour assurer la charge des SSE. Ce point-là est encore un frein au développement des micro-réseaux. Sans règles de dimensionnement systémiques, ce champ reste encore du domaine des démonstrateurs difficile à industrialiser. La recherche de modèles dédiés au dimensionnement est donc une priorité pour aider à faciliter la conception des micro-réseaux. Ces modèles devront aider à la fois à la mise au point des algorithmes d'optimisation pour le dimensionnement de chaque entité puis à la gestion des échanges d'énergie notamment en tenant compte des limites et contraintes réelles des SSE. Cela nécessite d'envisager des simulations sur des horizons de temps long et déjà complexes en dehors de la problématique de la modélisation du stockage. Il est donc nécessaire de trouver un compromis entre des modèles aptes à traduire le fonctionnement et le vieillissement des SSE sur lesquels repose la majorité des critères d'optimisation tout en ayant un modèle compatible avec les algorithmes de gestion et de dimensionnement.

Étant donnée la complexité des questions relevant de plusieurs domaines de recherche, ces travaux de thèse se sont inscrits dans la continuité des discussions pluridisciplinaires internes menées au LAAS-CNRS. Les équipes SARA et ROC, notamment par les travaux de Ngueveu

et al. [141, 142], étaient intéressées par ce dispositif pour valider leurs propres algorithmes d'ordonnement des tâches et de planification de l'utilisation de l'énergie pour optimiser l'utilisation des EnR et/ou des coûts économiques.

Depuis la création du bâtiment expérimental, l'équipe SARA s'est intéressée à l'aspect intégration de l'intelligence au sein du bâtiment, avec le déploiement d'un réseau de capteurs communicants. Ainsi, de nouvelles questions dans le cadre de leurs recherches sur le *Green Cloud Computing* ont été ouvertes comme comment rendre "plus" durable l'utilisation de serveurs permettant de réaliser des tâches à distance et plus largement d'intégrer les questions écologiques au coeur des problématiques de consommation électrique des infrastructures informatiques. Cette thématique est depuis longtemps investie par l'équipe SARA avec plusieurs thèses comme celle de T. Guérout [143]. L'expansion de l'*Internet of Thing* avec les objets connectés a rendu ces préoccupations plus d'actualité encore et pose des questions de sobriété énergétique auxquelles les EnR pourraient en partie répondre en adapter l'utilisation de ces dispositifs informatiques avec la production des EnR à l'aide d'algorithmes d'ordonnement assurant l'exécution des tâches en phase avec la production [143, 144].

En parallèle, la création de l'axe stratégique Énergie a abouti à plusieurs collaborations internes pluridisciplinaires entre les équipes de recherches du LAAS-CNRS sur les micro-réseaux. La partie "gestion de l'énergie" et celle sur les "réseaux d'informations et de communications" ont ainsi intéressé plusieurs départements. L'objectif principal de l'axe Énergie du LAAS-CNRS a été de mettre en synergie l'ensemble des travaux sur l'énergie pour mettre en oeuvre des méthodologies et des solutions "système" faisant appel à plusieurs domaines d'expertises scientifique [129].

Aujourd'hui en plus de la plateforme et de l'axe transverse dédiés à l'énergie, le laboratoire, comme l'ensemble des laboratoires du CNRS, s'est engagé dans une démarche de développement durable et écologique par le biais du "collectif Labo 1.5" [145], regroupant plusieurs collectif interne à chaque laboratoire du territoire français, et dont fait parti le LAAS-CNRS [146] et ayant en parti pour objectif de minimiser l'impact en termes d'émission de GES des recherches d'un laboratoire (sur l'ensemble des activités liées à la recherche), soit le bilan carbone d'un laboratoire.

Plusieurs questions ont ainsi amené à de nouveaux travaux de recherche abordés dans cette thèse :

- Jusqu'à quel niveau de précision est-il nécessaire de développer les modèles de SSE pour prendre en compte dans le dimensionnement et la gestion d'un MG leurs dégradations et à long terme leur vieillissement ?
- Comment ces modèles vont-ils être compatibles avec les outils de conception des algorithmes d'optimisation, sans altérer la qualité du mode de résolution ou bien sans entraîner une trop grande complexité impossible à gérer par les outils actuels ?
- Les modèles utilisés aujourd'hui pour la conception des algorithmes traduisent-ils correctement le fonctionnement qui entraîne les dégradations des SSE de façon à prendre en

compte les usages qui le feront vieillir voir le feront vieillir prématurément ? Quels sont justement ces usages ?

- Quels modèles de SSE orientés système permettraient d'améliorer la précision des algorithmes d'optimisation ?
- Comment valider les algorithmes d'ordonnement sur un micro-réseau réel et mettre en oeuvre le contrôle des sources et des charges ?

## 4.2 Problématiques, objectifs et structure de la thèse

Dans le contexte d'intégration des EnR détaillé précédemment, nous nous sommes plus précisément focalisés sur les problématiques de conception et de réalisation des micro-réseaux et notamment à la prise en compte des impacts des usages sur le fonctionnement et le vieillissement des SSE. Plus généralement, nous avons cherché à identifier les principales interactions entre les SSE et leur environnement dans le contexte dans micro-réseaux permettant aux SSE de mieux répondre aux objectifs de développement durable. En d'autres termes, avoir une idée des usages impactant l'état de santé des SSE et impliquant des défaillances, pour ensuite limiter ces usages et intégrer ces limites dans les systèmes de gestion des SSE tout en s'assurant que leurs dimensionnement rend les services aux usagers voulus.

Nous avons ainsi résumé en sept problématiques générales autour de trois axes l'ensemble des difficultés et questionnements que nous avons énoncés dans ce chapitre.

### → Modélisation des SSE pour la conception

- Quels sont les modèles de fonctionnement de SSE adaptés pour le dimensionnement et la gestion des micro-réseaux ?
- Parmi les modèles existants, permettent-ils de simuler les usages engendrant des dégradations sur le SSE ?
- Comment estimer simplement le vieillissement ou les dégradations des SSE afin d'inclure cet aspect dans le dimensionnement et la gestion ?
- Comment traduire les contraintes impactant la durée de vie des SSE pour les prendre en compte dans les problèmes d'optimisation et de gestion ?

### → Conception Gestion/Dimensionnement

- Comment gérer l'imbrication et la co-dépendance de l'optimisation du dimensionnement des SSE et des sources avec l'optimisation de la stratégie de gestion ?
- Comment prendre en compte les services et l'application dans la stratégie de gestion dès la conception ?
- Comment établir des profils d'utilisation "typiques" des SSE pour analyser leurs comportements et tester plusieurs technologies afin de comparer plusieurs dimensionnements sur plusieurs stratégies de gestion ?

→ **Validation dans un environnement réel de micro-réseau**

- Quelle est la précision et la validité des modèles de fonctionnement et de vieillissement des SSE lorsqu'ils sont dans un environnement réel comme celui d'un micro-réseau, entouré de convertisseurs, d'une architecture de puissance contrôlée et pilotée réellement ?

Pour contribuer à répondre à ces problématiques, nous nous sommes posés trois objectifs autour desquels sont organisés les trois chapitres principaux de ce manuscrit.

1. Réaliser un micro-réseau qui permet de valider les modèles de SSE en fonctionnement réel de type micro-réseau, tout en permettant de tester plusieurs stratégies de gestion et plusieurs technologies de SSE avec les mêmes scénarios de production et de consommation.
2. Étudier les modèles de fonctionnement des SSE et les lois pour prendre en compte leurs vieillissement.
3. Étudier l'impact des modèles par rapport aux résultats d'un algorithme de dimensionnement ou de gestion, leurs utilisations dans ces méthodes d'optimisation, par rapport à la prise en compte du vieillissement et à leurs précisions dans un micro-réseau réel.

En résumé, nous soulignons qu'une des originalités de notre travail est que nous avons investi le caractère transdisciplinaire de l'étude des micro-réseaux faisant se croiser plusieurs disciplines comme le génie électrique, l'électrochimie, l'optimisation et l'informatique. Un des objectifs de départ étant de répondre à de nombreuses questions de modélisation pour l'optimisation des batteries dans le contexte des micro-réseaux afin d'en optimiser le fonctionnement et leurs vieillissements grâce aux techniques d'optimisation développées par les équipes SARA et ROC. Une des difficultés dans ce travail, mais aussi un de ces intérêts, a été de chercher à répondre aux différentes problématiques citées dans un contexte de travail rassemblant plusieurs communautés scientifiques qui ont des formalismes, des approches et des démarches différentes. Cet environnement de travail implique des choix délibérés dans l'écriture du manuscrit en expliquant certains sujets, notamment sur le fonctionnement des batteries ou les méthodes d'optimisation, de manière détaillée en comparaison à d'autres travaux sur les micro-réseaux mais qui peuvent ne pas être lus par les spécialistes. D'ailleurs, lorsque ces développements rendent la lecture du manuscrit difficile, nous avons complété les explications en annexes.

## **5 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté le contexte environnemental qui nous a conduit à réfléchir à d'autres manières de produire, de gérer et de consommer de l'énergie électrique ayant à la fois un impact important sur nos écosystèmes et l'épuisement des ressources fossiles. Il ne peut en effet plus être nié que l'intensification de l'activité humaine telle qu'elle est réalisée aujourd'hui a une grande influence sur le climat à travers les émissions de GES qui engendrent

une chaîne de réactions néfastes sur l'ensemble des écosystèmes. Cependant, l'énergie électrique peut être considérée comme un des vecteurs de la transition écologique par le biais des EnR qui représentent des sources a priori durables.

Suite à cet état des lieux, nous avons introduit le concept de *Smart Grid* qui présente de nombreux avantages face aux problématiques techniques liées à l'intégration massive des EnR sur le réseau conventionnel tel qu'il a été pensé historiquement. Le micro-réseau est présenté comme un maillon essentiel au développement des *Smart Grid*. Il va permettre de palier les inconvénients liés à l'intermittence des EnR en les intégrant de manière distribuée et en les associant à des SSE au niveau local et au plus proche du consommateur.

La problématique liée au coût et à l'impact écologique des SSE est alors mise en évidence et nous a conduit à établir une méthodologie pour expliquer en quoi cette problématique générale affecte toutes les considérations liées au micro-réseau. Chacune des étapes d'initialisation, de conception et de réalisation présentée est dépendante des autres. Ce qui rend la construction d'un micro-réseau complexe. Ce processus nécessite des modèles permettant de simuler le fonctionnement des SSE et des lois ou des modèles permettant de prendre en compte leurs dégradations afin d'estimer leurs durées de vie, et ce, à différentes échelles de temps. Cela entraîne des réflexions dès la phase de conception des micro-réseaux sur comment optimiser l'utilisation des SSE dès l'étape de dimensionnement et de définition de la stratégie de gestion, tout en s'assurant que lors de la réalisation, ces considérations et hypothèses seront justes et justifiées.

Pour réaliser cette étude et dans le contexte présenté du laboratoire LAAS-CNRS, au sein duquel ces travaux ont été réalisés, nous avons eu besoin de développer notre propre micro-réseau sous forme de banc expérimental permettant de faire fonctionner les SSE dans un environnement proche d'un mode d'opération réel. C'est l'objet du chapitre suivant, le chapitre II, qui détaille la conception et la réalisation de ce banc.



# Réalisation d'un banc de test de type micro-réseau continu basse tension

---

## Sommaire

---

<b>1</b>	<b>Introduction</b>	<b>69</b>
<b>2</b>	<b>Architecture et contrôle des micro-réseaux : théorie et réalisation expérimentale</b>	<b>71</b>
2.1	Les différents types d'architectures et de distribution électrique des micro-réseaux	71
2.2	Les structures de contrôle des micro-réseaux	76
2.3	Description du banc d'essai	83
2.3.1	Choix de l'architecture de puissance	84
2.3.2	Principe du niveau primaire de contrôle mis en oeuvre	86
2.3.3	Description de chaque bloc fonctionnel du banc "mini-OPA"	94
<b>3</b>	<b>Topologie et contrôle des convertisseurs associés aux systèmes de stockage</b>	<b>106</b>
3.1	Objectif du contrôle rapproché des convertisseurs et cahier des charges	107
3.2	Réalisation du convertisseur DC/DC associé au SSE	108
3.3	Principe du contrôle rapproché du convertisseur développé et mise en oeuvre	113
3.3.1	Techniques de contrôle et de commande	113
3.3.2	Boucles de régulation mises en oeuvre	114
3.3.3	Validation du contrôle local	120
<b>4</b>	<b>Validation du fonctionnement du banc de test réalisé</b>	<b>122</b>
4.1	Description des protocoles de tests réalisés pour validation du fonctionnement global du banc "mini-OPA"	122
4.2	Validation du banc "mini-OPA" dans le cas du scénario 1	124
4.3	Validation du banc "mini-OPA" dans le cas du scénario 2	127
<b>5</b>	<b>Conclusion</b>	<b>130</b>

---



**Résumé du chapitre**

*Ce chapitre est consacré au développement d'un banc expérimental de type micro-réseau DC basse tension, apte à reproduire les interactions existantes au sein d'un micro-réseau électrique et, notamment, étudier les impacts de différents profils d'échanges d'énergie sur les SSE. Ce banc est conçu comme un émulateur de micro-réseau avec des SSE et des convertisseurs réels associés à des sources et des charges programmables aptes à émuler différents profils réels de production et de consommation. Après avoir rappelé les différentes stratégies de contrôle et de gestion des micro-réseaux existantes dans la littérature, la majeure partie de ce chapitre correspond à la synthèse des travaux qui ont permis la mise en place du banc et la stratégie de gestion globale hiérarchique mise en oeuvre sur le banc, choisie, conçue et implémentée. Nous détaillons, comment ont été conçus les deux premiers niveaux de contrôle de la stratégie. Un premier niveau correspondant au niveau communément appelé contrôle-commande ou contrôle local ou commande "bas niveau", nécessaire pour la gestion des convertisseurs bidirectionnels en courant jouant le rôle d'interfaces entre les SSE et le bus DC. Puis, un second niveau jouant le rôle de gestionnaire de puissance et qui sert à la gestion dite on-line. La démarche de réalisation et de conception du contrôle-commande des convertisseurs connectés aux SSE est décrite car les performances de ces derniers font partie des points d'influence des performances du micro-réseau et jouent sur les états des SSE. La fin de ce chapitre est consacrée aux exemples de fonctionnement du banc et à sa validation.*

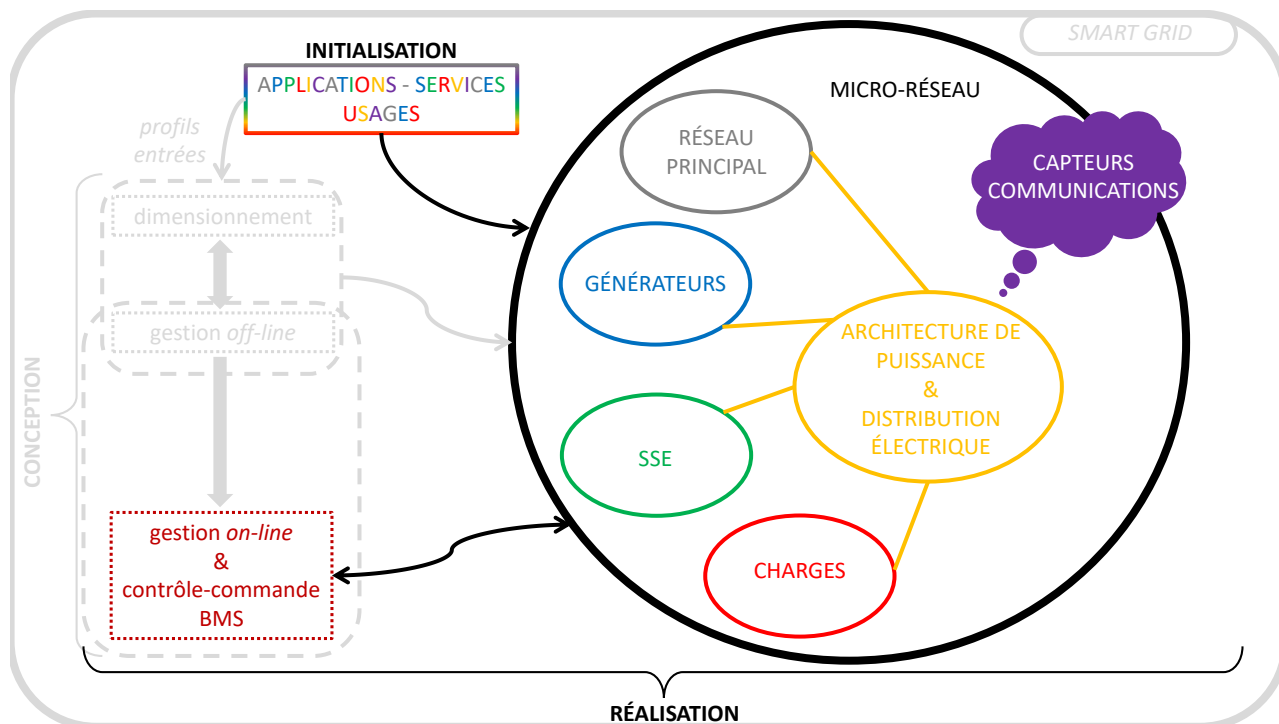
## 1 Introduction

La réalisation physique d'un micro-réseau, de manière générale débute par un choix d'architecture de puissance liée au type de distribution soit AC, soit DC ou bien même hybride AC-DC, puis la détermination du nombre et de la nature des éléments le constituant ainsi que leurs répartitions en fonction de sa taille et de la distance entre les éléments pour la prise en compte des différentes pertes notamment en ligne. La nature des charges, des sources et des SSE oriente fortement les choix et les possibilités de connexion avec le réseau si besoin. Il est ensuite important de déterminer les contraintes électriques notamment les niveaux de tension, de courant et de puissance maximaux échangés sur le bus électrique ainsi qu'au sein de chaque élément. Si besoin, l'adaptation des niveaux de tensions entre les éléments et le bus est faite par le biais de convertisseurs. Ces convertisseurs statiques sont les organes clés des micro-réseaux car ils servent également d'actionneurs électriques et exécutent les lois de contrôle-commande et de gestion implantées au sein du micro-réseau et/ou à travers les boucles de commandes embarqués directement sur les convertisseurs. Les convertisseurs situés au plus près des SSE ont pour fonctions supplémentaires de contrôler l'état de ces éléments tout en assurant les échanges électriques avec le bus et la sécurité électrique du système. Ils doivent également assurer les échanges d'informations et de données avec l'organe gestionnaire du micro-réseau. Une fois l'ensemble des niveaux de tensions déterminé, cela induit la détermination des niveaux de courants qui doivent être cohérents avec les éléments choisis et notamment avec la taille des sources et des SSE et leurs limites fournies par les données "constructeurs" des documents techniques dits *datasheets*. Pour cela, il est important de définir précisément les ports d'entrées et de sorties électriques, leurs interconnexions, les actionneurs, les capteurs et les échanges nécessaires pour la mise en oeuvre des boucles de gestion *off-line*, *on-line* et du contrôle-commande du micro-réseau.

Ce chapitre présente notre démarche pour l'élaboration du banc expérimental qui nous a permis de tester divers types de stratégies de gestion, de comportement de différents SSE et de valider globalement les différentes approches élaborées dans cette thèse. Pour rappel, la figure II.1 symbolise les parties du micro-réseau abordées dans ce chapitre, les autres éléments en grisé seront abordés dans les chapitres suivants.

Les objectifs du banc lors de sa conception étaient sont donnés ci-dessous.

- Développer un banc de test émulant le comportement réel d'un micro-réseau pour valider et qualifier des modèles de SSE.
- Émuler pour ainsi reproduire des conditions réelles via des sources et des charges programmables, les données réelles étant issues de mesures de la base de données du bâtiment Adream et pouvant reproduire un micro-réseaux stationnaire réel.
- Afin de bien reproduire l'influence de l'environnement réel subi par des SSE, avoir un banc qui tient compte des convertisseurs auxquels ils sont associés et de la température ambiante.



**FIGURE II.1** – Description du chapitre II dans le contexte de la méthodologie de conception et de réalisation d'un micro-réseau proposée dans la thèse

- Développer un banc qui permet d'effectuer des tests comparatifs de stratégies de gestion différentes avec les mêmes scénarios en se basant sur des lois de contrôle/commande flexibles, inter-pilotées par une gestion globale.
- Développer un banc modulable qui permet de tester différents SSE

Le banc présenté dans ce chapitre est inspiré du premier micro-réseau expérimental créé au LAAS-CNRS et aujourd'hui situé au sein du bâtiment Adream. Ce premier micro-réseau sert aujourd'hui de plateforme de démonstration au sein du bâtiment Adream pour délivrer du courant DC en basse tension, notamment pour alimenter des serveurs pour les recherches sur le *Green Cloud Computing* dans le cadre d'un projet appelé OPA [147, 148]. Ce micro-réseau ne peut toutefois plus être modifié pour changer par exemple les stratégies de gestion. Il présente plusieurs limites comme l'impossibilité de répéter plusieurs fois le même scénario de charge ou de production car il est connecté à des charges et des sources réelles et dépend, comme les micro-réseaux opérationnels, des données météo. Nous en avons déduit qu'un micro-réseau réel est difficile à utiliser comme outil de développement et de R&D. En effet, changer d'architecture, de stratégie de gestion, de lois de commande ou valider des modèles de SSE n'était pas facile et nécessitait un arrêt des autres travaux en cours.

Le nouveau banc de test nommé banc "mini-OPA" présenté dans ce chapitre a été conçu

pour permettre toutes ces flexibilités.

Nous nous sommes cependant basés sur le même cahier des charges que le micro-réseau précédent pour la conception du nouveau banc afin d'avoir deux outils expérimentaux compatibles. Cela a ainsi permis aux équipes pluri-disciplinaires déjà impliquées dans le premier banc de continuer à collaborer sur des sujets similaires avec une ouverture de perspectives nouvelles de validation allant des SSE, des convertisseurs jusqu'à la gestion *off-line* des échanges d'énergie (algorithmes de gestion).

La réalisation de l'émulateur, tout comme le micro-réseau précédent, a fait l'objet d'une collaboration étroite avec les équipes de support et de soutien à la recherche I2C et IDEA.

Le chapitre II se découpe en quatre sections décrites comme suit.

**Section 2** Définitions et état de l'art des architectures et des contrôles mis en oeuvre sur les micro-réseaux.

**Section 3** Focus sur le développement des convertisseurs DC/DC développés au LAAS-CNRS et sur leur contrôle-commande pour adapter la tension des SSE au bus, gérer la charge et la décharge des SSE et mettre en oeuvre la stratégie de gestion du micro-réseau.

**Section 4** Validation de l'ensemble du banc "mini-OPA" réalisé.

## **2 Architecture et contrôle des micro-réseaux : théorie et réalisation expérimentale**

Nous avons rappelé dans le chapitre I, les multiples définitions liées à un micro-réseau et aux éléments le constituant. De même, nous avons rappelé les verrous scientifiques et techniques qui accompagnent ce champ de recherche. Dans cette section, nous donnons les différentes stratégies de contrôle des micro-réseaux que nous retrouvons dans la littérature et leurs classifications. Cependant, avant d'introduire l'état des lieux sur ces méthodes, nous rappelons quelques définitions sur les différents types de distribution électrique possibles ainsi que leurs avantages et les architectures de puissance associées. Ainsi nous justifions les choix que nous avons faits pour le développement de notre banc de test.

### **2.1 Les différents types d'architectures et de distribution électrique des micro-réseaux**

Historiquement, le réseau principal a été développé en AC car cette technique de distribution permettait la distribution de l'électricité sur de longues distances. En effet, le mode AC était compatible avec les systèmes de production fonctionnant eux mêmes en AC (moteur, alternateur, transformateur) le tout étant techniquement bien maîtrisé. Grâce aux transformateurs magnétiques, l'élévation de la tension permettait d'optimiser le transport de l'électricité sur de longues distances avec des pertes en ligne minimisées. Les niveaux de tension étaient adaptés aux divers points du réseau de distribution à l'aide des transformateurs abaisseurs de tension. La conception

de ces transformateurs optimisée au cours de l'histoire est telle qu'aujourd'hui ils possèdent de très bons rendements et bénéficient encore d'améliorations. Les dispositifs de protections, pour la sécurité du réseau, sont faciles à mettre en oeuvre en AC car ils utilisent la propriété alternative du courant passant régulièrement par zéro. De plus, la stabilité du réseau et la régulation de la fréquence, du niveau de la tension et du déphasage courant/tension sont assurées par la réserve primaire de puissance active et réactive et l'inertie des machines tournantes présentes sur le réseau.

Par conséquent, les premiers micro-réseaux ont été développés en AC et sont encore actuellement les plus répandus dans le monde. Cependant, la distribution en courant continu dite DC fait de plus en plus ses preuves. En effet, les efforts technologiques sur le développement des convertisseurs d'électronique de puissance DC/DC permettent aujourd'hui d'adapter facilement et en toute sécurité les niveaux de tensions en DC, même à des niveaux élevés dits *High Voltage DC* (HVDC). Le transport de la puissance à travers les HVDC présente même des intérêts supplémentaires puisqu'aucune puissance réactive n'est produite face aux déphasages inductifs liés aux lignes et capacitifs liés aux blindages des câbles de transport de l'électricité, qui doivent être compensés régulièrement sur une distribution en AC. Sur de très longues distances, ces aspects présentent un réel intérêt. Cela a induit le développement de nouvelles lignes de transmission DC en HT, appelées réseau assurant l'acheminement de l'électricité sur de très longues distances avec même des câbles sous-marins ou souterrains pouvant être fortement capacitifs et a totalement changé la donne sur, par exemple, les installations d'éoliennes *offshore* rendant des transmissions, jusque-là limitées, possibles. Nous pouvons également signaler que l'utilisation de courant continu permet de passer outre l'effet de peau présent en AC et engendrant là aussi des pertes.

Au delà des considérations techniques sur la transmission longue distance, l'intégration des EnR fournissant souvent une puissance en DC, comme le PV, les piles à combustibles et certains SSE, l'essor des systèmes de distribution en DC ces dernières décennies est considérable. Par ailleurs, comme le nombre de dispositifs de consommation en mode DC se multiplient notamment dans les bâtiments (besoins de domotique, d'éclairage, recharges de batteries), cela justifie également les choix vers la distribution DC qui du coup prend également de l'ampleur dans le domaine des micro-réseaux à des niveaux de tension de type MT et BT nommés *Medium Voltage DC* (MVDC) et *Low Voltage DC* (LVDC). Pour les micro-réseaux, la distribution DC apporte ainsi :

- Une facilité d'intégration des EnR de nature DC comme le PV et les SSE associés, les piles à combustible, les supercondensateurs (SC).
- Une réduction du nombre de convertisseurs réalisant la conversion DC/AC et AC/DC.
- Une amélioration dans les échanges avec certaines charges DC comme les réseaux d'éclairage modernes à LED.
- Une facilité de contrôle puisque la variable principale à réguler est seulement la tension et il n'y a plus de considérations à avoir pour synchroniser la fréquence, régler la qualité

des formes d'ondes électriques sinusoïdales, diminuer les distorsions harmoniques et la régulation du déphasage courant/tension car la puissance réactive n'existe plus.

Ainsi, ajuster la nature des sources et des charges avec la nature de la distribution semble pertinent pour limiter les étages de conversion et donc augmenter l'efficacité globale du transfert de l'énergie. La comparaison entre les micro-réseaux AC et DC est un sujet largement étudié dans la littérature afin de promouvoir les micro-réseaux DC et de contribuer à leurs développements en mettant en évidence leurs avantages.

Un rapport du *Los Alamos National Laboratory* publié par Backhaus et al. [149] compare les micro-réseaux AC et DC selon des critères : la sécurité et les protections, la fiabilité, le coût d'investissement et d'opération, l'efficacité énergétique, le coût d'ingénierie, l'impact environnemental, la qualité de puissance et la résilience. Concernant la capacité des micro-réseaux DC ou AC à assurer la sécurité des personnes et des équipements, Backhaus et al. signalent que des efforts, notamment dans le domaine des télécommunications, ont été faits pour les micro-réseaux dit Très Basse Tension (TBT) de l'ordre de 48V DC et moins (24V et 12V principalement).

En France, de nombreuses normes comme la NF C 15-100, 411 et NF C 15-100, 43, donné par le guide de l'Union Technique de l'Électricité (UTE) UTE C15-559 [150] montrent que les dispositifs de sécurité à ces niveaux de tension, et allant jusqu'à 120V DC, sont matures et fiables. Ces normes précisent même qu'en deçà de 60V DC, il n'est pas nécessaire de protéger le dispositif des contacts directs de personnes. Le développement de ces réseaux au niveau industriel, appelés réseaux de "classe 2" et défini également par des normes internationales IEC de la Commission Électrotechnique Internationale ou *International Electrotechnical Commission* (IEC) citées par Backhaus et al., confirme que les réseaux de distribution DC 24V pour l'éclairage et les charges de petites puissance peuvent aujourd'hui être considérés comme sûrs. En revanche, les auteurs soulèvent qu'au-delà de ces niveaux de tension, les dispositifs de coupure nécessitent encore des améliorations. Ce besoin est également soulevé par Bayati et al. [151] dans un papier de revue faisant l'état de l'art des protections existantes en DC. Les auteurs mettent en lumière un besoin d'évolution technologique sur les systèmes de protection mais également sur les systèmes de détection de fautes (type de faute et localisation de la faute) en DC, précisant un manque de normes et de standard dans ce champ de recherche récent qu'est le développement des micro-réseaux DC à des niveaux de tension supérieurs à la TBT. Ce sujet est également discuté par Beheshtaein et al. [152] mais les auteurs montrent ici que les progrès sont croissants sur ce thème, prouvant que peu à peu des améliorations sont faites autant dans les dispositifs que dans les protocoles de communication et les standards IEC de communication pour l'aide à la protection mais aussi au diagnostic et au pronostic des défauts. Ces récents progrès montrent que la valorisation des micro-réseaux DC est en cours et est un domaine en pleine expansion.

Le critère de fiabilité des micro-réseaux DC évolue garantissant moins de défaillances. Comme le soulèvent les auteurs Backhaus et al., il est complexe de comparer la fiabilité d'un micro-réseau DC avec un micro-réseau AC. Non seulement par rapport à un manque d'études

sur ce sujet dû à un manque de données, mais également parce que les métriques témoignent de la fiabilité telle que le *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) ou *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI) s'appliquant sur les réseaux AC difficilement transposables sur les réseaux DC. Les auteurs concluent en signalant que la fiabilité de la continuité de la fourniture en DC ou en AC est équivalente. Nous pouvons compléter cette étude en supposant que si le micro-réseau développé en DC possède moins de convertisseurs qu'un micro-réseau AC aux fonctions équivalentes, alors, cela permet intuitivement de limiter le nombre de défauts possibles liés à l'électronique de puissance.

L'état de l'art sur les démonstrateurs de micro-réseaux DC fait par Dragicevic et al. [153] montre que ce type de distribution en DC présente quatre avantages majeurs : une fiabilité importante, une efficacité augmentée, une simplicité de contrôle et une "interface naturelle" avec les EnR, les SSE et les charges de nature DC. Dans la plupart des études sur les micro-réseaux DC, les auteurs mettent en évidence le besoin de standardisation et de dispositifs de protection, comme le frein principal au développement des micro-réseaux DC au-delà de la TBT ou de la BT.

L'étude de Becker et al. [154] montre qu'à puissance constante, les pertes en conduction en DC sur un bus 380V sont 37% inférieures aux pertes en AC. Sur un bus de 230V, d'après la norme internationale IEC 60364-5-52, plus connue sous l'acronyme IEC pour [155], un gain de 2% sur l'ensemble du rendement du système est envisageable en DC. Les efforts de la communauté scientifique pour normaliser les systèmes DC sont croissants [154]. Ce qui permet la croissance de leurs déploiements, développant des réponses aux besoins de sécurisation similaires à celles installées dans les réseaux et les micro-réseaux AC.

Wu et al. démontre dans l'étude [156] que le gain en efficacité énergétique peut être intéressant lorsque les éléments du micro-réseau sont de même nature que la distribution choisie. L'étude se base sur l'analyse d'un micro-réseau dans un bâtiment avec une installation de production PV, un SSE électrochimique et un ensemble de charges DC et AC dans le bâtiment. Elle montre que si l'ensemble des charges et des sources sont DC et connectées à un système de distribution DC laissant la possibilité de venir connecter un unique onduleur pour réaliser un bus AC et connecter des charges AC, alors la comparaison entre le rendement global théorique en DC et les mesures du rendement global en AC, montre une réduction des pertes globales de près de 50%, grâce au retrait des convertisseurs AC/DC et à la réduction des pertes en lignes. Cette étude se base sur le calcul du rendement européen des convertisseurs et le calcul des pertes Joules dans les câbles dans le cas d'un micro-réseau 230V AC et un micro-réseau DC basse tension 380-400V. Et bien que les questions des protections et du coût de la mise en oeuvre ne soient pas abordées dans cette étude, cette étude contribue à confirmer ce qui semblait intuitif : connecter ensemble des éléments de même nature avec un micro-réseau de distribution hybride AC-DC est l'optimum. A notre connaissance, il est difficile de trouver des études vraiment exhaustives et avec des résultats expérimentaux de qualité sur le sujet car, pour valider expérimentalement ces résultats, il faudrait connecter dans les mêmes conditions deux micro-réseaux l'un en AC et l'autre en DC et assurer des fonctions identiques, ce qui représente

un travail conséquent en termes de mise en oeuvre.

Pour compléter cette étude bibliographique, nous pouvons citer les travaux de synthèse de Moreno et al. [157] spécifiques au LVDC ou de Elsayed et al. [158] synthétisant l'ensemble des verrous et efforts à réaliser pour promouvoir la distribution en DC par la synthèse des avantages et des inconvénients du mode de distribution DC dans le cas des micro-réseaux BT, TBT et MT. Ces papiers montrent les avantages théoriques de la distribution en DC devant celle en AC notamment simplifier le contrôle [159]. De plus, les auteurs montrent que les micro-réseaux DC basse tension semblent adaptés au transport de l'électricité, avec des efforts croissants sur les systèmes de sécurité, la normalisation des standards et une amélioration importante des performances des convertisseurs DC/DC. Les auteurs mettent en évidence que les micro-réseaux DC sont de plus en plus déployés surtout si les générateurs, les SSE et les charges sont de nature DC. Ils introduisent également la notion de micro-réseau hybride AC-DC afin de faire correspondre la nature des sources et des charges avec la nature de la distribution électrique. Ainsi ils montrent qu'il existe de plus en plus de micro-réseaux mixtes, regroupant les avantages des deux types de distribution. Ces micro-réseaux hybrides AC-DC sont construits sur le principe de deux bus de distribution, l'un DC, l'autre AC, auxquels sont reliés respectivement les éléments DC et AC. Les deux bus sont connectés entre eux par l'intermédiaire d'un convertisseur AC/DC qui assure la synchronisation des ondes entre les deux bus.

Nous retiendrons de cette synthèse que historiquement les micro-réseaux ont été développés en AC avec la nature du réseau de distribution principal. Cependant, un consensus tend à confirmer que les micro-réseaux DC présentent un intérêt en termes de fiabilité et d'efficacité lorsque la nature des charges, des sources et des SSE sont DC. Ce constat amène à l'essor des micro-réseaux DC TBT, BT et MT, en parallèle du déploiement des réseaux HVDC et du développement des technologies de convertisseur DC/DC pour optimiser leurs performances. Ce phénomène s'accélère avec la volonté massive d'intégration des EnR de nature DC comme le PV et des SSE. Au fur et à mesure des extensions et des modifications des réseaux anciens, le choix vers le mode DC ou hybride DC-AC devient de plus en plus courant.

L'ensemble des unités constituant le micro-réseau (sources, charges, SSE, réseau principal ou un autre micro-réseau dans le cas de multi-micro-réseaux) vont être connectés à un bus commun. En distribution DC, ce bus peut avoir différentes architectures de puissance (*single-bus*, *multi-bus*, *ring-bus*, etc.) que nous pouvons retrouver répertoriés dans les travaux de Dragicevic et al. [153]. L'architecture du bus va dépendre de l'étendue du micro-réseau et du niveau de tension du bus. Ensuite, chaque élément est soit, directement connecté au bus, soit connecté via un convertisseur qui va permettre de coupler et d'adapter les formes d'ondes et les niveaux de courant et de tension. Ces convertisseurs jouent également le rôle d'actionneurs et vont permettre de piloter les unités reliées au bus et ainsi contrôler les grandeurs électriques au sein du micro-réseau. Dans le cas de micro-réseaux de tension inférieure à 380V DC, soit de type LVDC pouvant être connecté au réseau de distribution principal ou opéré de manière autonome, l'architecture principale la plus développée est celle du bus unique (*single bus*).



## 2.2 Les structures de contrôle des micro-réseaux

L'enjeu du contrôle des micro-réseaux est de gérer et d'optimiser le fonctionnement d'un système électrique complexe, distribué, multi-sources et multi-charges.

Nous faisons dans cette partie une synthèse de la littérature concernant les stratégies de contrôle et de gestion des micro-réseaux DC pouvant fonctionner de manière connectée ou isolée par rapport au réseau principal. Nous nous sommes concentrés sur les différentes architectures existantes des stratégies de gestion et les classifications des méthodes ; les techniques à proprement parlé implantées dans chaque bloc sont largement décrites dans des articles du domaine de l'automatique.

Cette synthèse porte sur plusieurs articles traitant du contrôle et de la gestion des micro-réseaux, comme l'article de Kumar et al. [160] faisant l'état de l'art de plus de 200 références sur ce domaine, l'article de Yamashita et al. [161] effectuant une synthèse bibliographique sur le contrôle hiérarchique des micro-réseaux dans le bâtiment, l'article de Bidram et al. [162] sur les structures de contrôle hiérarchique proches des travaux de Meng et al. [163] qui synthétisent l'ensemble des concepts liés à la gestion et au contrôle des micro-réseaux, l'article de synthèse de Carpintero-Renteria et al. [164] sur le contrôle des micro-réseaux, les travaux de Han et al. [165, 166] sur le contrôle hiérarchique et les techniques d'automatique associées et enfin les travaux de synthèse de tous les éléments à considérer lors de la réalisation et de la conception des micro-réseaux de Martin-Martinez et al. [124].

De ces références bibliographiques, nous en avons déduit les objectifs du contrôle des micro-réseaux :

- Contrôler efficacement (rapidement et précisément) la tension et le courant de chaque élément.
- Assurer la synchronisation avec le réseau principal si le micro-réseau fonctionne en mode connecté (gestion du déphasage, de la tension, des puissances active et réactive injectées/absorbées et des perturbations engendrées sur le réseau).
- Assurer une transition "douce", dite *smooth transision* en anglais, lors de l'opération d'îlotage soit lors des passages du micro-réseau en mode "isolé" au mode "connecté-réseau" et vice-et-versa.
- Gérer le partage, à chaque instant, des courants (de la puissance échangée) entre les unités du réseau pour assurer l'équilibre énergétique du micro-réseau.
- Assurer la stabilité du micro-réseau.
- Minimiser les pertes en ligne liées aux transmissions.
- Maximiser l'efficacité en fonctionnement des sources, des SSE et des charges.
- Optimiser la planification des périodes d'utilisation de chaque élément pour minimiser les coûts économiques/maximiser les gains ou gérer les impacts environnementaux.

L'objectif de ces stratégies de gestion est donc de garantir la fourniture en énergie, l'équilibre électrique et la stabilité du micro-réseau et de gérer l'ensemble des unités afin d'optimiser leurs utilisations suivant des critères de coût économique, sociaux et environnementaux.

Pour bien comprendre le contexte de nos travaux, nous définissons une unité type de micro-réseau comme un ensemble constitué d'un élément (soit source, soit SSE, soit charge) et de son convertisseur associé jouant le rôle d'actionneur, reliant l'élément au reste du réseau. Une unité type est représentée en figure II.2.

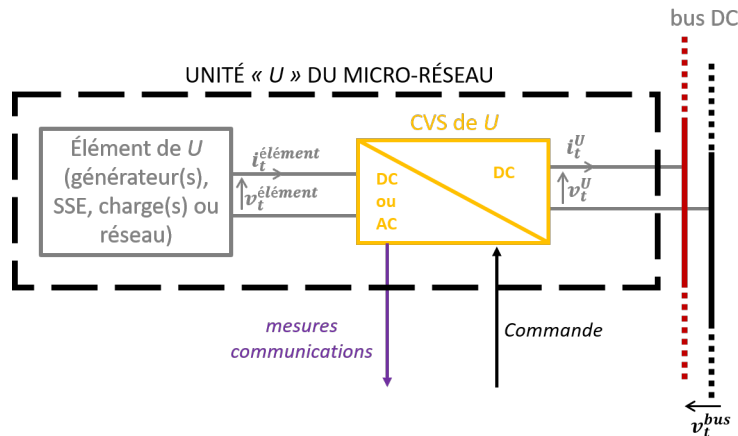


FIGURE II.2 – Schéma d'une unité du micro-réseau

Quelle que soit la structure de micro-réseau, il a besoin de trois types de contrôle/gestion imbriqués pour fonctionner de manière optimale. Ces trois types de contrôle souvent définies dans la littérature comme "Contrôle tertiaire", "Contrôle secondaire" et "Contrôle primaire" sont associé aux notions que nous avons définies au chapitre I de gestion *off-line* à court terme, *on-line* et de contrôle-commande. Nous rappelons brièvement ce que chacun de ces contrôles/gestions assure :

- **Contrôle tertiaire** : Ce contrôle, ou cette gestion indique les consignes au contrôle secondaire. Il est généralement appelé *Energy Management System* (EMS). Il effectue la planification ou l'ordonnancement des échanges d'énergie et de la demande en vue de l'optimisation de critères économiques et/ou écologiques. Les dynamiques considérées pour ce contrôle sont "lentes", au vu de la distinction entre contrôle-commande et gestion *on-line*. Sur la base des termes utilisés dans le premier chapitre, le contrôle tertiaire correspond à la gestion *off-line* sur un horizon de temps "court terme". Le qualificatif de *off-line* à court terme se justifie car cette gestion se fait sur la base de prévision, en amont, afin d'envisager et d'anticiper quelles seront les meilleures décisions à prendre pour optimiser les flux tout en assurant le bon fonctionnement du micro-réseau. Le terme *off-line* à court terme choisi ici reste ambiguë, puisque ces algorithmes sont mis à jour avec les données réelles pour anticiper et prédire les choix suivants à réaliser. Il traduit

cependant que les décisions issues de ce contrôle ne sont pas réalisées en temps réel. Ce contrôle dépend du pas de prédiction choisi et du temps nécessaire pour ce niveau de contrôle pour effectuer l'ensemble des calculs pour déterminer *off-line* les consignes à appliquer à court terme pour que le micro-réseau soit géré au "mieux". L'organe qui assure ce contrôle doit, en plus de gérer l'énergie dans le micro-réseau, superviser l'acquisition des données énergétiques et météo pour établir la partie prédiction. Les consignes en puissance issues de cet algorithme de gestion *off-line* sont ensuite fournies au contrôle secondaire, qui les applique alors en temps réel à travers le contrôle secondaire et puis primaire.

- **Contrôle secondaire** : Ce contrôle correspond à la mise en oeuvre de la gestion *on-line* décrite sur la figure I.15 du chapitre I. Cette gestion est réalisée par un système de contrôle souvent référencé sous le terme de *Power Management System* (PMS). Le contrôle des flux de puissances, leurs qualités pour satisfaire les besoins en assurant la répartition de la puissance (active et réactive en AC) sans perturber la tension et la fréquence (en AC) du réseau. En résumé, ce contrôle assure la stabilité du bus constitué par le micro-réseau et le contrôle au point de couplage commun avec le réseau principal ou un autre micro-réseau [159]. Ce contrôle gère la gestion des services au réseau (services auxiliaires) si ces derniers existent. Enfin, il donne les consignes au contrôle primaire, en fonction des objectifs fixés par le contrôle tertiaire, si ceux-ci sont réalisables. Pour cela, il est apte à gérer en temps réel tout ce qui est réalisable au regard de l'état du micro-réseau. La dynamique de ce contrôle est plus lente que celle du contrôle primaire, mais plus rapide que celle du contrôle tertiaire.
- **Contrôle primaire** : c'est ce qui est nommé dans le milieu "contrôle-commande". Cela concerne les boucles de contrôle ayant la dynamique la plus rapide recevant des informations du contrôle secondaire comme les consignes lui permettant de calculer les corrections et les régulations tension/courant de l'élément en temps réel. Ce contrôle est aussi appelé *inner loop control*. Il a pour fonctions principales de réguler la tension et le courant dans l'élément via le convertisseur associé, contrôler la répartition des courants entre éléments et assurer la régulation de la fréquence dans le cas d'un micro-réseau AC. Il utilise des mesures en temps réelles et constitue la "commande" du convertisseur pour satisfaire l'ensemble des objectifs. Suivant les consignes reçues des niveaux supérieurs de contrôle, il permet d'assurer une connexion/déconnexion d'un générateur ou d'un SSE ou d'une charge du micro-réseau. Au même titre que ce qui est fait dans la régulation du réseau de distribution principal, ce contrôle assure quasiment les mêmes fonctions et peut être assimilé au réglage primaire du réseau décrit en chapitre I à l'échelle du micro-réseau, d'où son nom de contrôle primaire.

La gestion globale du micro-réseau, pour être optimale, doit considérer ces trois contrôles. Ils peuvent être réalisés par une ou plusieurs entités dites "contrôleurs" dans le micro-réseau. Un contrôleur peut réaliser le rôle d'un seul organe (type EMS ou PMS) ou cumuler plusieurs rôles. Ce qui distingue une stratégie de gestion globale d'une autre c'est l'endroit où va être

effectué le calcul de ces trois types de contrôles et le type de réseau de communication entre les contrôleurs.

Nous synthétisons le classement des stratégies de gestion globale par la figure II.3 inspirée des références citées précédemment.

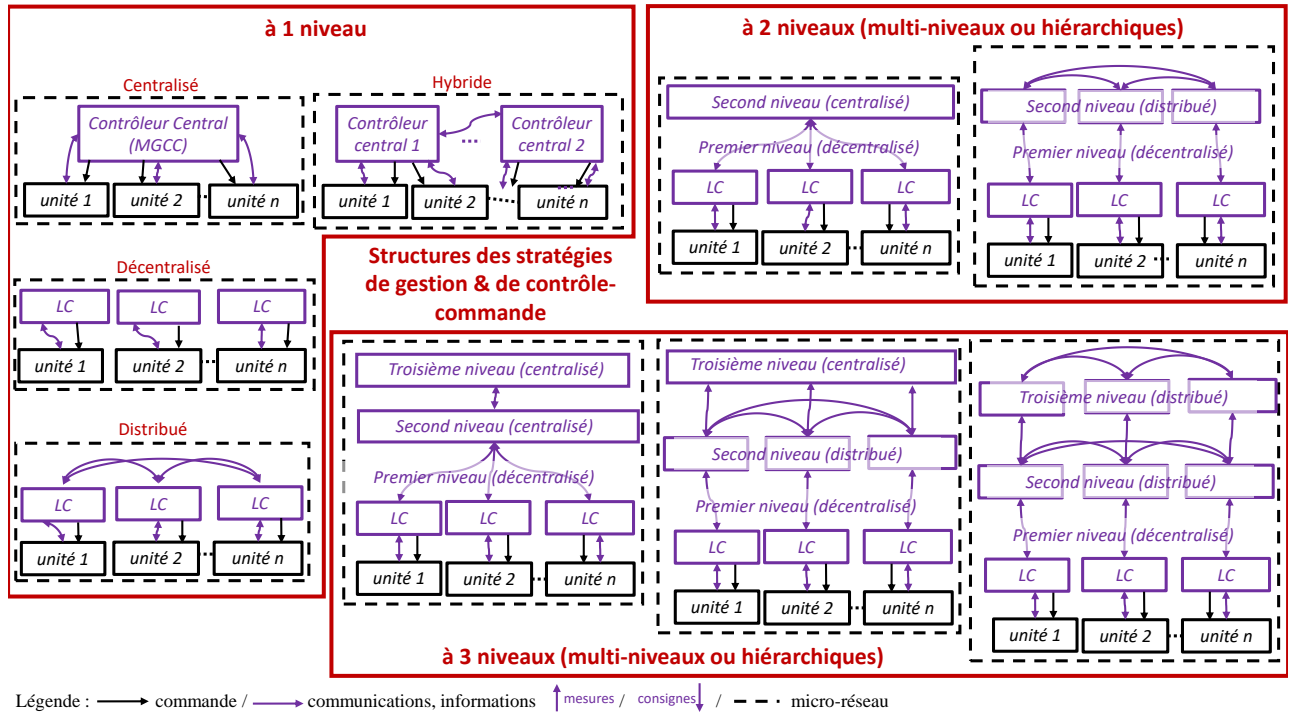


FIGURE II.3 – Synthèse des méthodes de contrôle et gestion des micro-réseaux

Les méthodes de gestion et de contrôle-commande peuvent être classées en deux grandes catégories qui sont les stratégies à un seul niveau de contrôle et les stratégies à plusieurs niveaux de contrôle, dites contrôle hiérarchique ou contrôle multi-niveau, qui se découpe généralement en stratégie à deux ou trois niveaux. Ces stratégies sont déclinées sous différentes appellations dans la littérature.

- **Les stratégies dites à un seul niveau de contrôle.** Elles correspondent aux stratégies dans lesquelles un ou plusieurs éléments du micro-réseau assurent le contrôle et la gestion, mais où les décisions, quelle que soit l'échelle de temps de décision, sont réalisées sur un seul niveau. Une entité peut donc réaliser au même endroit les contrôles primaire, secondaire et tertiaire à la fois de manière imbriquée. Ces stratégies se déclinent en quatre sous-catégories :
  - **Les stratégies de contrôle centralisées :** le contrôle-commande, les gestions *off* et *on-line* sont réalisées par une entité unique nommée le *Microgrid Central Controller*

(MGCC). Cette entité va ensuite piloter les convertisseurs de chaque unité. Dans ce type de stratégie, le contrôleur central assure le contrôle primaire, secondaire et tertiaire. Il a donc le rôle du PMS et de l'EMS en plus de celui de piloter les convertisseurs de chaque unité. Les techniques classiques de ce genre d'architecture sont le contrôle "maître-esclave" où une unité ou un agrégateur extérieur joue le "maître" et centralise les informations. Il prend les décisions pour toutes les autres unités et les commandes. Il est possible que le maître ne soit pas toujours la même unité (rotation du maître) mais le principe de fonctionnement reste le même. D'autres techniques permettent de réaliser ce type de stratégie. Elles sont répertoriées par Kumar et al. [160] ou encore Shuai et al. [167]. Cette structure présente l'intérêt d'être assez simple à mettre en oeuvre et permet une vision globale du micro-réseau facilitant les décisions de gestion en pouvant contrôler l'ensemble des unités en connaissant toutes les informations des autres unités et donc de prendre des décisions éclairées. Cependant, elle présente des faiblesses, puisque un seul élément intervient pour effectuer à la fois le contrôle commande et les deux types de gestion. Si celui-ci ne fonctionne plus, tout le micro-réseau devient défaillant. Elle nécessite également un système de communication performant pour échanger avec toutes les unités et collecter l'ensemble des données.

- **Les stratégies de contrôle décentralisées** : Chaque unité se gère indépendamment des autres grâce au contrôleur local de chaque unité, appelé *Local Control* (LC). Le LC correspond donc à une entité locale qui réalise le contrôle-commande mais peut aussi avoir des fonctions de PMS et d'EMS. Quel que soit les fonctions implantées dans le LC, ces stratégies de contrôle décentralisées se caractérisent par le fait que toutes les décisions sont prises localement. Dans le cas d'une stratégie décentralisée, le LC prend les décisions de contrôle-commande et de gestion qui concerne l'unité sans communiquer avec les autres unités. Les techniques classiques que nous retrouvons pour réaliser ce type de contrôle sont des techniques de type *droop-control* ou encore *DC Bus Signaling* applicables dans le cas des micro-réseaux DC. Cette dernière technique est par exemple mise en application par Kai et al. [168] et Schonberger et al. [169]. Elle consiste à effectuer la régulation du bus DC par une unité qui change en fonction du niveau de tension du bus. L'intérêt majeur des stratégies dites décentralisées est que ces dernières sont résilientes et robustes puisqu'elles ne dépendent pas d'une entité unique et n'ont pas besoin d'un système de communication élaboré. Cependant, elles ne sont pas adaptées pour réaliser le contrôle tertiaire dont les résultats dépendent des autres unités, et donc nécessitent des communications entre les unités. Pour être optimale une stratégie décentralisée dans laquelle le LC effectue le contrôle-commande, plus le contrôle secondaire (soit un rôle de PMS) s'avère finalement plus complexe qu'une stratégie centralisée, nécessitant au niveau local une puissance de calcul importante à multiplier par le nombre d'unités du micro-réseau.

- **Les stratégies de contrôle distribuées** : Dans ce cas, le LC assure toujours les fonctions d'EMS, de PMS et de contrôle-commande mais pour prendre ces décisions, il communique avec les autres LC du micro-réseau. Chaque LC de chaque unité s'occupe de piloter l'unité à laquelle il est relié et communique avec les autres LC du micro-réseau. Ces stratégies présentent les intérêts des deux dernières stratégies en rajoutant une couche de communication entre les LC de chaque unité. Les techniques permettant de réaliser ce type de stratégies sont entre autres les méthodes multi-agents ou les méthodes basées sur le consensus [170, 171, 172]. Comme pour une stratégie décentralisée, chaque entité est autonome, mais en plus, dans une stratégie distribuée, les entités interagissent les unes avec les autres. Il y a d'ailleurs souvent une confusion dans la littérature entre décentralisée et distribuée. Les méthodes distribuées peuvent demander plus ou moins d'échanges d'informations, allant de techniques de moyennage permettant de limiter les communications à des maillages plus complexes. La question de la priorité ou du consensus entre les initiatives prises par chaque LC est cruciale pour ce genre de méthode et une review des différentes techniques est donnée par Han et al. [171] dans le cas des systèmes multi-agents. Pour les stratégies de contrôle à un seul niveau c'est finalement ce type de structures que nous retrouvons le plus, car elles permettent un compromis assurant une bonne résilience puisque les unités communiquent entre elles, et prennent des décisions éclairées en termes de gestion secondaire et tertiaire, distribuant l'intelligence qui en cas de défaillance d'une partie du micro-réseau permet le relais par les unités fonctionnelles.
- **Les stratégies de contrôle hybride** : Ces stratégies présentent les avantages des trois autres stratégies distribuée, décentralisée et centralisée. Elles sont cependant assez peu utilisées puisqu'elles cumulent également leurs inconvénients. Elles consistent à utiliser plusieurs contrôleurs centraux, assurant les trois contrôles (contrôle commande, gestion *on-line*, gestion *off-line* à court terme (EMS et PMS)) ou "pseudo centraux" pour piloter un groupe d'unités. Les contrôleurs centraux sont ensuite capables de communiquer entre eux. Finalement ce type de stratégie ressemble à une stratégie distribuée dans laquelle certains LC seraient agrégés. Elle sont donc moins complexes à mettre en oeuvre mais par conséquent également moins flexibles et permettent à priori une moins bonne qualité de contrôle.
- **Les stratégies multi-niveaux ou de contrôle hiérarchique** : par opposition aux stratégies à un seul niveau, les stratégies multi-niveaux dissocient les différents contrôles à réaliser dans le micro-réseau. La gestion et le contrôle-commande sont dans ce cas découplés et sont effectués par différentes entités identifiées à chaque niveau ou couche de contrôle de la stratégie appelé niveau primaire ou "bas niveau", niveau secondaire et niveau tertiaire ou "haut niveau" [167, 160, 162]. Puisque chaque niveau réalise une fonction spécifique, le contrôle primaire assurant le contrôle-commande, le contrôle secondaire celui de la gestion *on-line* (PMS) et le contrôle tertiaire assure la gestion

*off-line* à court terme dite (EMS), il y a alors une hiérarchisation entre les niveaux et un ordre de priorité imposé à la fois par la dynamique des boucles de régulation ou de résolution de chaque contrôle et par le caractère physique nécessitant par exemple que le contrôle-commande soit situé au plus proche du système réel. C'est la raison pour laquelle ces niveaux sont aussi appelés "bas niveau" pour le niveau primaire et "haut niveau" pour le secondaire et le tertiaire. C'est de loin le type de stratégies le plus utilisé dans les micro-réseaux, bien qu'aujourd'hui, de plus en plus d'études appliquant des stratégies distribuées à un seul niveau grâce aux progrès des systèmes de communications.

Dans une stratégie hiérarchique, chaque niveau de contrôle interagit avec le niveau suivant en lui fournissant des consignes résultant des algorithmes effectués à son niveau. Au lieu que cela soit, de manière imbriquée et implicite, une seule entité qui gère, la stratégie hiérarchique va découpler les calculs en réalisant les différents contrôles et gestions par plusieurs blocs. Ce concept a deux avantages : distribuer l'intelligence afin d'être plus flexible et à priori plus résilient, puis alléger les calculs qui dans une stratégie à un seul niveau sont faits par une seule entité. Avec les stratégies hiérarchiques, chaque niveau est dédié à la résolution d'un seul problème (pouvant avoir plusieurs objectifs). Cela va permettre de mettre en place des algorithmes d'optimisation plus complexes dans les niveaux supérieurs sans entraver le fonctionnement du contrôle primaire. Cela découple le contrôle primaire du reste de la gestion afin de faciliter le design de chacune des boucles de régulation.

- Premier niveau : Ce niveau est le plus rapide. Il est généralement réalisé au plus proche du système électrique réel, par des LC décentralisés dédiés à chaque unité et qui ici ne sont dédiés qu'au contrôle primaire. Il est donc prioritaire sur les contrôles réalisés par les niveaux supérieurs. Il est appelé le plus souvent niveau primaire en lien avec le contrôle primaire qu'il réalise. Ce niveau est également appelé parfois *zero-level control* [162] ou niveau convertisseur.
- Un ou deux niveaux supérieurs. Ensuite, les deux gestions *on-line* et *off-line* à court terme, assurant les fonctions de PMS et d'EMS, sont réalisés par un ou deux niveaux supérieurs. Ces stratégies hiérarchiques sont donc à deux ou trois niveaux. Ces niveaux de contrôle peuvent être réalisés de manière centralisée ou distribuée. Si ces niveaux, dits secondaire et tertiaire, sont centralisés, les informations nécessaires aux décisions sont envoyées à un seul système qui communique avec le premier niveau. Dans le cas où ils sont distribués, de la même manière que nous l'avons décrit pour les stratégies distribuées à un seul niveau, ces niveaux possèdent plusieurs entités qui communiquent avec les niveaux inférieurs et entre elles. C'est au niveau tertiaire que sont prises les décisions issues des algorithmes de gestion de la demande, de connexion au réseau ou les choix économiques quand à l'utilisation des batteries ou du réseau. En fonction des décisions anticipées, les références de tension, de courant, de puissance et de fréquence (si besoin en AC) sont envoyées au niveau secondaire, du contrôle secondaire, qui en fonction des mesures réelles va indiquer

des consignes au niveau primaire. Plus le micro-réseau sera étendu, plus il sera pertinent de distribuer les niveaux de contrôle tertiaire et secondaire afin d'avoir le "point de vue" le plus large possible pour optimiser les choix de gestion du micro-réseau.

La stratégie de contrôle décentralisé à un seul niveau de contrôle se base uniquement sur les contrôleurs locaux. Elle ne nécessite aucune communication ni niveau de contrôle de niveau supérieur. Bien que théoriquement fonctionnelle, nous pouvons souligner que l'absence de communication entre les unités du réseau la rend peu modulable et probablement non optimale. En effet, ce contrôle ne permet pas de mettre des priorités sur une unité par rapport à une autre ou encore de changer les consignes de régulation au sein des LC. Cependant, si les paramètres de chaque LC sont modifiables en temps réel par une entité extérieure nous pourrions mettre en place une gestion plus intelligente. En ajoutant un niveau de contrôle supplémentaire, soit en mode hiérarchique avec un deuxième niveau centralisé, il devient possible d'améliorer la gestion du micro-réseau.

### 2.3 Description du banc d'essai

Dans ce contexte, le banc "mini-OPA" a été conçu afin de répondre aux objectifs suivants :

- Pouvoir s'affranchir des contraintes météorologiques d'un micro-réseau en fonctionnement réel et maîtriser la production des EnR et donc des usages des SSE.
- Pouvoir reproduire différents scénarios dans des conditions similaires et ainsi tester des stratégies de gestion et de contrôle et/ou des technologies de SSE différentes avec des profils de production et de consommation identiques.
- Évaluer l'impact des profils de puissance de production et de consommation sur le comportement et la dégradation des performances des SSE.
- Faire fonctionner les SSE dans un environnement maîtrisé proche des conditions réelles des micro-réseaux stationnaires, en complément d'un banc de cyclage de SSE. Ainsi, les essais sur ce banc permettront, dans des conditions de micro-réseau, de :
  - Étudier les lois de vieillissement des SSE ou l'évolution des paramètres des modèles de vieillissement ;
  - Comparer et analyser la précision et l'intérêt de différents modèles de comportement d'un SSE.
- Tester et valider différentes stratégies d'ordonnancement de la consommation et de planification des sources.

La figure II.4 montre le synoptique électrique du banc expérimental complet. Chaque bloc représenté par un encadré de couleur est décrit dans les paragraphes suivants ainsi que le fonctionnement du banc. Toutes les variables et tous les paramètres cités dans ces paragraphes sont répertoriés dans la nomenclature en début de thèse.



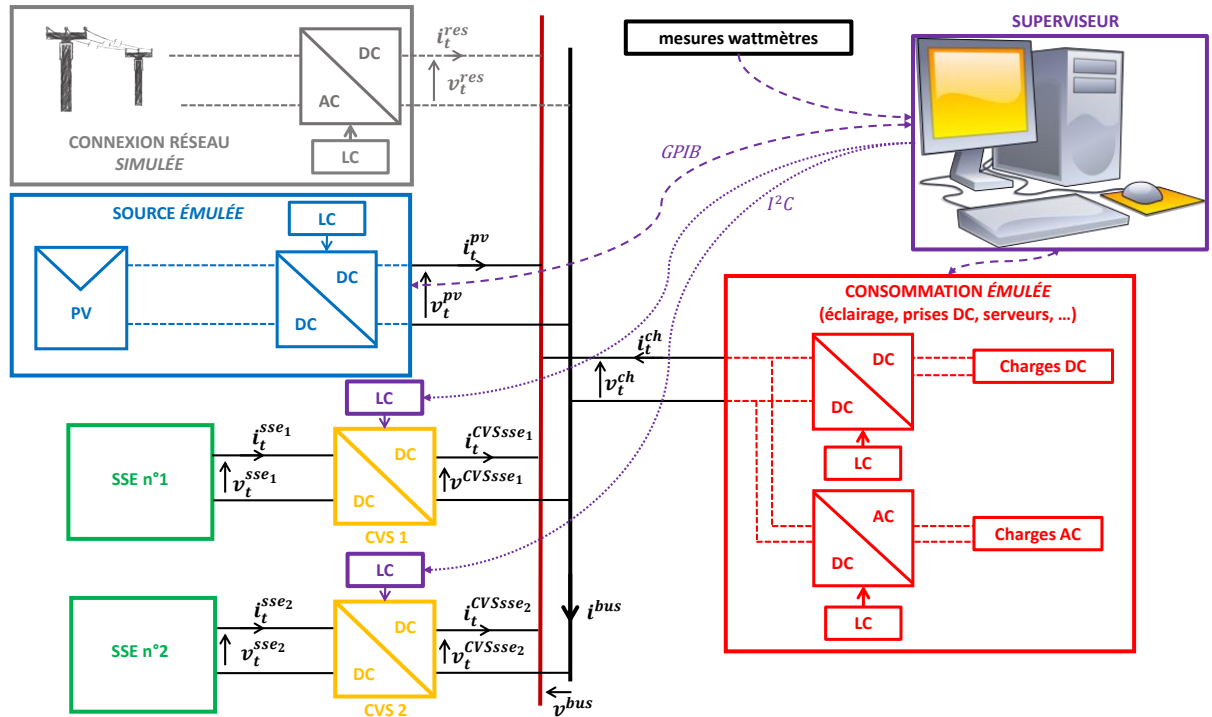


FIGURE II.4 – Synoptique électrique du banc expérimental "mini-OPA"

Les éléments du micro-réseau sont :

- une source de production PV ;
- différents types de charge de natures AC ou DC ;
- deux SSE avec deux systèmes distincts constitués d'un ou plusieurs éléments connectés entre eux ;
- une possible connexion vers le réseau (de distribution principal) pour que le micro-réseau puisse fonctionner en mode connecté réseau ou en mode "isolé", en fonction des scénarios envisagés.

### 2.3.1 Choix de l'architecture de puissance

Dans cette thèse, nous avons cherché à développer un banc d'essais permettant d'émuler le fonctionnement d'un micro-réseau, pour une application stationnaire dans les bâtiments au sein d'un éco-quartier, d'un campus ou d'une zone industrielle.

Le banc "mini-OPA" possède une partie physique réelle et une partie électrique programmable destinée à émuler la production et la consommation. La partie dite "réelle" regroupe les SSE, l'électronique de puissance et toutes les connexions électriques associées au niveau du bus continu. Le banc permet aujourd'hui de connecter jusqu'à deux SSE, soit deux packs

distincts connectés en parallèle sur le bus continu. Chaque pack est relié au bus continu via un convertisseur statique bidirectionnel en courant. Chaque chaîne de conversion, comprenant le système de stockage et le convertisseur associé, fonctionne donc dans des conditions et des contraintes réelles (pertes en ligne, rendement du SSE et du convertisseur, changement de température dans la salle, etc.). La seconde partie du banc, qui permet d'émuler les sources et les charges, est constituée d'une charge et d'une source électriques programmables.

L'avantage d'avoir conçu intégralement ce banc est que nous maîtrisons les stratégies de gestion entre les sources, les systèmes de stockage et les charges. De plus nous implantons nos propres techniques de contrôle sur la partie chaîne de conversion du stockage vers le bus. Nous connaissons également les performances des convertisseurs et de chaque élément les composant. Nous pouvons analyser le fonctionnement de la partie "réelle" tout en s'assurant que la partie "émulée" fonctionne de manière réaliste comme si nous avions des sources d'énergies renouvelables, une connexion au réseau et de vraies consommations dépendant de facteurs extérieurs.

Les éléments de puissance (câblages et convertisseurs), la source et la charge programmables, sont dimensionnés pour répondre au cahier des charges global résumé dans le tableau II.1. Ces limites en courant, tension et puissance sont basées sur le même cahier des charges que celui qui fut imposé lors de la conception du micro-réseau de démonstration du bâtiment ADREAM lors du projet OPA. Dans ce projet, les niveaux de tension, de courant et de puissance du bus ont été fixés afin de correspondre aux niveaux de tension d'alimentation et à la puissance de consommation maximale de trois serveurs informatique branchés en connexion parallèle directement sur le bus continu [147, 148].

**TABLE II.1** – Cahier des charges et limites globales du banc expérimental "mini-OPA"

$[v^{bus,min}; v^{bus,max}]$	[50; 60] V
$p^{bus,max}$	1 kW
$[i^{bus,min}; i^{bus,max}]$	[-20; 20] A

Dans ce contexte, il nous a semblé pertinent de développer un réseau basse tension DC ou LVDC, avec un bus de distribution simple pour trois raisons, en lien avec celles évoquées dans l'étude bibliographique précédente.

1. Les sources d'EnR utilisées ou qui sont émulées sont les sources PV présentes dans le bâtiment Adream (cf. chapitre I), de nature DC.
2. Les SSE qui sont aujourd'hui les plus communs dans les micro-réseaux dans le bâtiment sont de type DC, comme les batteries ou les SC.
3. Nous allons émuler plusieurs types de charges mais principalement des charges alimentées en DC que nous retrouvons dans le bâtiment comme l'éclairage, la consommation de serveurs ou du matériel informatique qui peut être alimenté en DC.

4. La distribution DC permet de s'affranchir de la régulation de la fréquence, se résumant à devoir assurer des régulations de tension.
5. Nous avons, dans le cadre de ces travaux de thèse, apporté une attention particulière au micro-réseau à l'échelle du bâtiment. L'échelle spatiale est restreinte. De plus les niveaux de tension mis en jeu sur le banc expérimental réalisé n'excède pas 60V. Nous n'avons donc pas d'intérêt à réaliser une architecture de bus complexe pour minimiser les pertes en ligne.

L'architecture du bus est donc une architecture dite de type *single bus DC* où chaque élément est en connexion parallèle active, et correspond à l'architecture classique d'un micro-réseau LVDC.

Pour simplifier les explications qui suivent, nous considérons le banc comme un micro-réseau réel, faisant abstraction du fait que certaines unités sont émulées afin de reproduire le comportement d'une unité réelle.

### 2.3.2 Principe du niveau primaire de contrôle mis en oeuvre

Parmi les techniques de contrôle existantes dans la littérature, appliquées aux micro-réseaux et synthétisées dans la partie précédente, nous avons fait le choix de piloter notre banc suivant un contrôle hiérarchique avec un premier niveau décentralisé et un deuxième et troisième niveau centralisés. Cela a permis d'avoir une stratégie flexible, sans trop de besoins de communications.

Le contrôle primaire est réalisé par des LC au plus proche de chaque convertisseur. La structure de gestion globale mise en oeuvre étant hiérarchique, les LC sont dédiés au contrôle primaire via les convertisseurs. Ainsi, nous allégeons les besoins de calcul des LC et pouvons ainsi réaliser ce contrôleur avec des composants standards et peu coûteux.

Les niveaux secondaire et tertiaire assurant les rôles de PMS et EMS sont choisis centralisés plutôt que distribués pour éviter de multiplier les communications. Ce choix est cohérent sachant que le banc émule un micro-réseau peu étendu dans l'espace. Nous faisons le choix de réaliser les niveaux secondaires et tertiaires le plus simplement possible pour pouvoir tester plusieurs types de gestions *off-line*.

Nous décrivons la conception et validons les niveaux hiérarchique primaire (contrôle-commande) et secondaire (la gestion *on-line*) du banc dans cette section. Le troisième niveau de gestion *off-line* (EMS) mis en oeuvre dans cette thèse sera décrit dans le chapitre IV.

Pour le contrôle primaire, nous avons choisi une stratégie de contrôle décentralisée inspirée du DBS. Cette technique se base sur la tension de bus pour répartir les flux d'énergie entre les différents éléments du micro-réseau. Pour cela, chaque élément du micro-réseau est capable de réguler la tension du bus à tour de rôle et à une certaine valeur de consigne qui lui est propre, grâce aux lois de commande de son LC. Pour cela, chaque élément du micro-réseau doit être interfacé avec le bus via un convertisseur (noté "CVS" dans les schémas et les variables). Ce convertisseur possède son propre LC regroupant les lois de contrôle-commande et ses capteurs. Dans les explications qui suivent détaillant le premier niveau de contrôle mis en oeuvre, l'"unité"

du micro-réseau correspond à l'ensemble regroupant un élément (la source, un SSE ou le réseau), le convertisseur et le LC qui lui est dédié. Le schéma d'une unité du micro-réseau est représenté sur la figure II.5.

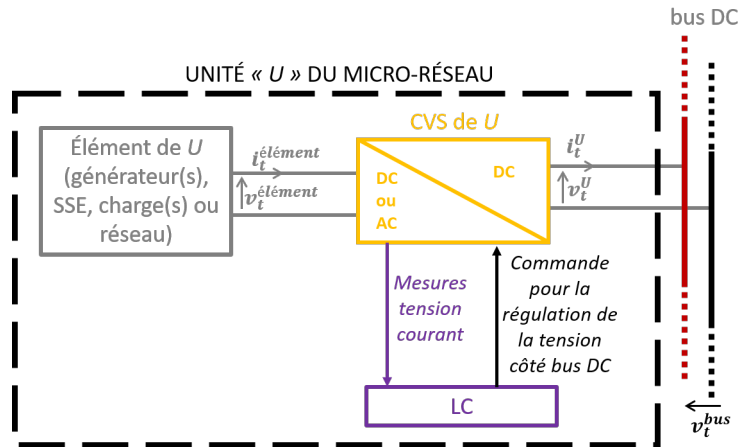


FIGURE II.5 – Schéma d'une unité du micro-réseau

Nous notons les grandeurs physiques comme suit, également répertoriées dans la nomenclature au début du manuscrit :

- dans le cas de la source PV :  $v_t^{pv}$ ,  $i_t^{pv}$  et  $p_t^{pv}$ , la tension, le courant et la puissance en sortie du convertisseur côté bus DC,
- dans le cas du réseau :  $v_t^{res}$ ,  $i_t^{res}$  et  $p_t^{res}$ , la tension, le courant et la puissance de l'onduleur (réversible) reliant le réseau et le bus DC, au niveau du bus DC,
- dans le cas de la charge :  $v_t^{ch}$ ,  $i_t^{ch}$  et  $p_t^{ch}$ , la tension, le courant et la puissance entre le bus DC et les charges,
- dans le cas du SSE n°X :
  - $v_t^{sseX}$ ,  $i_t^{sseX}$  et  $p_t^{sseX}$ , la tension aux bornes du SSE n°X, le courant fourni ou absorbé par le SSE n°X et la puissance fournie/absorbée par le SSE n°X,
  - $v_t^{CVSsseX}$ ,  $i_t^{CVSsseX}$  et  $p_t^{CVSsseX}$ , la tension aux bornes du convertisseur connecté au SSE n°X, au niveau du bus DC, le courant au niveau du convertisseur associé au SSE n°X, venant ou fournit au bus DC, et la puissance transférée par le convertisseur associé au SSE n°X vers le bus DC,
- dans le cas du bus DC :  $v_t^{bus}$ , la tension du bus DC.

Nous gardons comme convention que toute puissance ou courant qui va vers le bus est considéré positif. Dans chaque LC, sont enregistrés par défaut :

- les limites en courant minimale et maximale de l'élément, qui correspondent dans notre cas aux limites en courant à l'entrée du convertisseur,

- les limites en courant minimale et maximale en sortie du convertisseur, côté bus DC,
- les tensions minimale et maximale de l'élément, donnant l'évolution possible de la tension d'entrée du convertisseur côté élément,
- la consigne ou référence de tension de bus à laquelle le convertisseur de cette unité régule le bus DC.

Par défaut, ces paramètres sont définis lors de la conception et sont propres à chaque convertisseur. Ils sont résumés dans le tableau II.2. Toutefois, le deuxième niveau de contrôle peut venir ensuite modifier ces valeurs.

	Limites courants côté élément	Limites tensions côté élément	Limites courants côté bus	Limites tensions côté bus	Références tension du bus pour l'unité
UNITÉ RÉSEAU	-	-	$[i^{res,min}; i^{res,max}]^a$	$[v^{res,min}; v^{res,max}]$	$v^{bus*,res_V}$ ou $v^{bus*,res_A}$
UNITÉ SOURCE	-	-	$[0; i^{pv,max}]$	$[v^{pv,min}; v^{pv,max}]$	$v^{bus*,pv}$
UNITÉ SSE n°X	$[i^{sse_x,min}; i^{sse_x,max}]$	$[v^{sse_x,min}; v^{sse_x,max}]$	$[i^{CVSsse_x,min}; i^{CVSsse_x,max}]$	$[v^{CVSsse_x,min}; v^{CVSsse_x,max}]$	$v^{bus*,sse_x}$
UNITÉ CHARGE	-	-	$[i^{ch,max}; 0]$	$[v^{ch,min}; v^{ch,max}]$	$v^{bus*,ch}$

a. Le courant  $i^{res,min}$  est négatif est correspondrait à la limite de courant maximale injectée dans le réseau, donc vendu. Le courant  $i^{res,max}$  représente quant à lui le courant maximum utilisé du réseau, donc acheté.

b. L'indice "A" ou "V" correspond à l'Achat ou la Vente de l'électricité lorsque le réseau est connecté. Le niveau de tension dépend du mode de fonctionnement du convertisseur réversible qui connecte le réseau au micro-réseau, si le réseau fournit de l'énergie au micro-réseau, le convertisseur fonctionne alors comme un redresseur et le micro-réseau achète de l'énergie ou, si le micro-réseau injecte de l'énergie dans le réseau, le convertisseur fonctionne alors comme un onduleur et le micro-réseau vend de l'énergie.

**TABLE II.2** – Nomenclature et liste des paramètres entrant en jeu dans le contrôle du banc "mini-OPA"

Nous n'utilisons pas dans la suite des explications, les variables de courants et de tensions côté élément si cela correspond à l'unité réseau, l'unité source PV ou l'unité charge puisque, sur le banc "mini-OPA", ces unités sont émulées ou simulées et qu'en réalité nous n'avons accès qu'à la sortie de l'unité, côté bus DC. Dans tout les cas, ce qui nous intéresse pour le contrôle primaire c'est le courant/puissance injecté ou absorbé et la tension entre le bus DC et l'unité. Nous avons donc laissé ces cases du tableau II.2 vides.

Dans un micro-réseau réel, les deux objectifs des LC de chaque unité, réalisés à travers la commande du convertisseur, sont :

1. Gérer l'élément auquel le convertisseur est connecté.

2. Asservir la tension en sortie du convertisseur et donc indirectement la tension du bus continu, aux chutes de tension entre l'unité et le bus près lorsque c'est cette unité qui doit assurer la régulation de la tension du bus. Elle devient la "source de tension" du micro-réseau alors appelée dans la littérature le *Voltage Source Converter* (VSC). Dans ce cas, le LC pilote le convertisseur de l'unité de manière à ce qu'il impose sa tension au reste du bus. Cette régulation ne peut être assurée que par une des quatre unités à la fois. Pendant cette période de régulation, les autres unités fournissent le maximum de courant qu'elles peuvent. La période de régulation dure tant que l'élément de l'unité peut fournir ou absorber le courant manquant ou en surplus permettant d'assurer l'équilibre électrique donné par l'expression II.1 ci-dessous, maintenant la tension du bus à la valeur de consigne de l'unité.

$$p_t^{res} + p_t^{pv} + p_t^{ch} + p_t^{CVSsse_1} + p_t^{CVSsse_2} = 0 \quad (II.1)$$

La figure II.6 illustre le principe du contrôle décentralisé mis en oeuvre sur un micro-réseau (schématisé à gauche de la figure) proche de celui émulé sur notre banc d'essai.

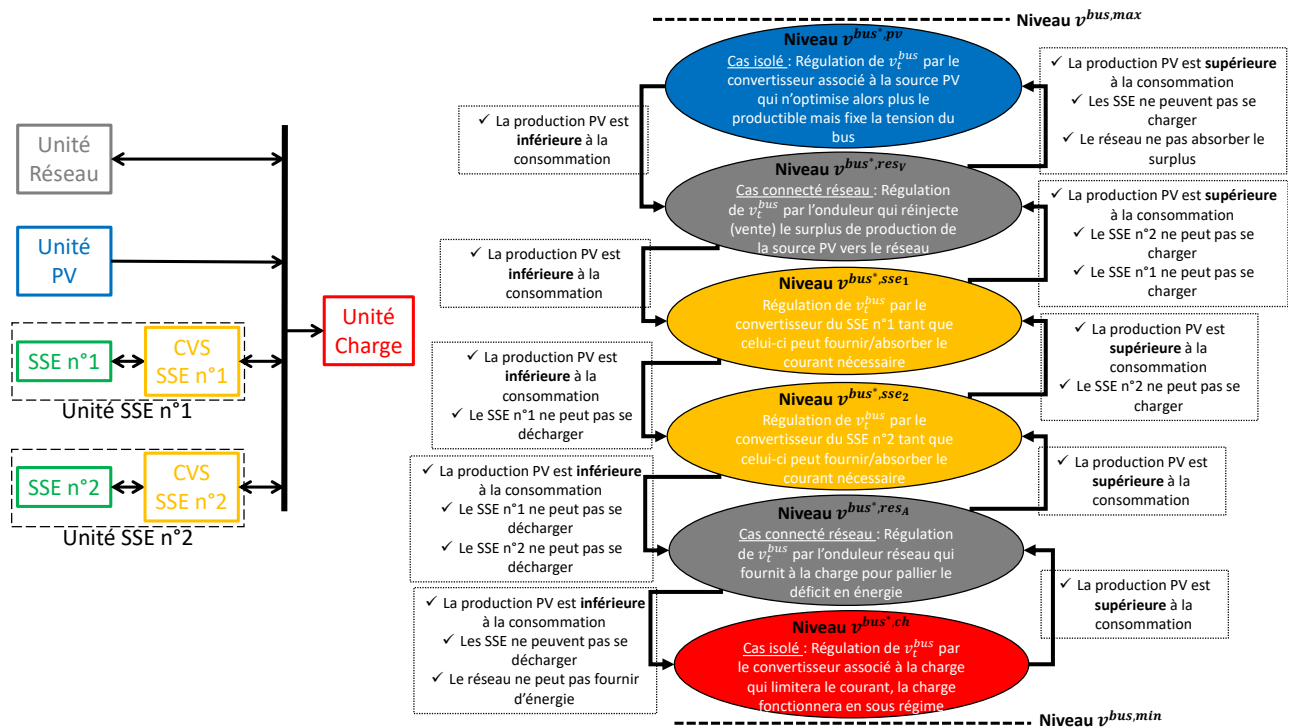


FIGURE II.6 – Schéma de principe du contrôle du micro-réseau inspiré par la méthode du DC bus signaling

À travers un diagramme, les principales règles du contrôle sont schématisées avec leurs

interconnexions. L'ensemble est détaillé dans les paragraphes suivants. Le diagramme montre comment s'organisent les niveaux de tension en fonction de qui joue le rôle de VSC. Ainsi, du bas vers le haut, chaque niveau de tension de bus, correspondant à chaque consigne de chaque unité, est supérieur au précédent et doit être inclus dans l'intervalle de tension accepté par le bus,  $[v^{bus,min}; v^{bus,max}]$ . Chaque unité assure ses optimisations respectives. Ainsi :

- L'Unité PV : optimise la production et le transfert de puissance PV vers le bus DC quand cette unité n'est pas le VSC. En mode VSC, fournir uniquement la quantité de courant au micro-réseau pour assurer la régulation de la tension du bus.
- L'Unité Charge : assure le transfert de courant nécessaire au bon fonctionnement des charges. En mode VSC, elle limite l'absorption du courant par les charges afin de limiter la tension sur le bus. Dans ce mode, l'unité Charge fixe la tension du bus à  $v_t^{bus}$  et fonctionne alors en limitation de consommation de courant.
- L'Unité SSE n°X : gère la charge et la décharge du SSE N°X, en s'assurant que les protocoles préconisés par les constructeurs sont respectés. Dans le cas de batteries, cela revient à ce que le LC assure les fonctions d'un BMS, vérifiant ainsi qu'au plus proche des batteries, ces dernières soient utilisées correctement dans leurs zones de sécurité. Les fonctions devant être assurées par un BMS varient en fonction des batteries et du niveau de prise en compte de leur fonctionnement. Cela peut se limiter à la gestion des courants de charge et de décharge avec une surveillance de l'état des batteries, de la température et de la tension et peut aller jusqu'à l'estimation de la durée d'utilisation restante à travers des lois de vieillissement. En mode VSC, cette unité assure la régulation de la tension du bus dans la limite du fonctionnement préconisé pour le SSE n°X.
- L'Unité Réseau : adapte les formes d'ondes de DC à AC, assure la synchronisation de la fréquence de l'onduleur connecté au réseau. En mode VSC, il permet la fourniture du courant vers le réseau (niveau haut de référence de tension) ou la fourniture du courant au micro-réseau (niveau bas de la référence de tension). Avec ces deux régulations, nous pouvons imaginer des comptages pour permettre l'achat ou la vente de l'électricité.

Pour ce type de fonctionnement, la tension du bus  $v_t^{bus}$  doit varier entre les bornes  $[v^{bus,min}; v^{bus,max}]$  et prend les différentes valeurs de régulation possibles :  $v^{bus*,sse1}$ ,  $v^{bus*,sse2}$ ,  $v^{bus*,pv}$ ,  $v^{bus*,ch}$ ,  $v^{bus*,resA}$  ou  $v^{bus*,resV}$ . La figure II.7 trace la caractéristique de la tension  $v_t^{bus}$  en fonction des courants échangés par chaque unité avec le réseau.

Lorsque l'unité ne peut plus assurer la régulation de tension du bus car elle atteint ses limites de fonctionnement en courant, la tension du bus va soit augmenter, soit diminuer en fonction de la quantité d'énergie circulant dans le micro-réseau. Ainsi, en fonction des échanges d'énergies, le bus a sa tension asservie et/ou limitée par les différents LC selon des seuils prédéfinis. Ainsi, chaque unité régule ou limite la tension du bus  $v_t^{bus}$  lorsque cette dernière est proche de sa consigne d'asservissement ou de sa limite de tension.

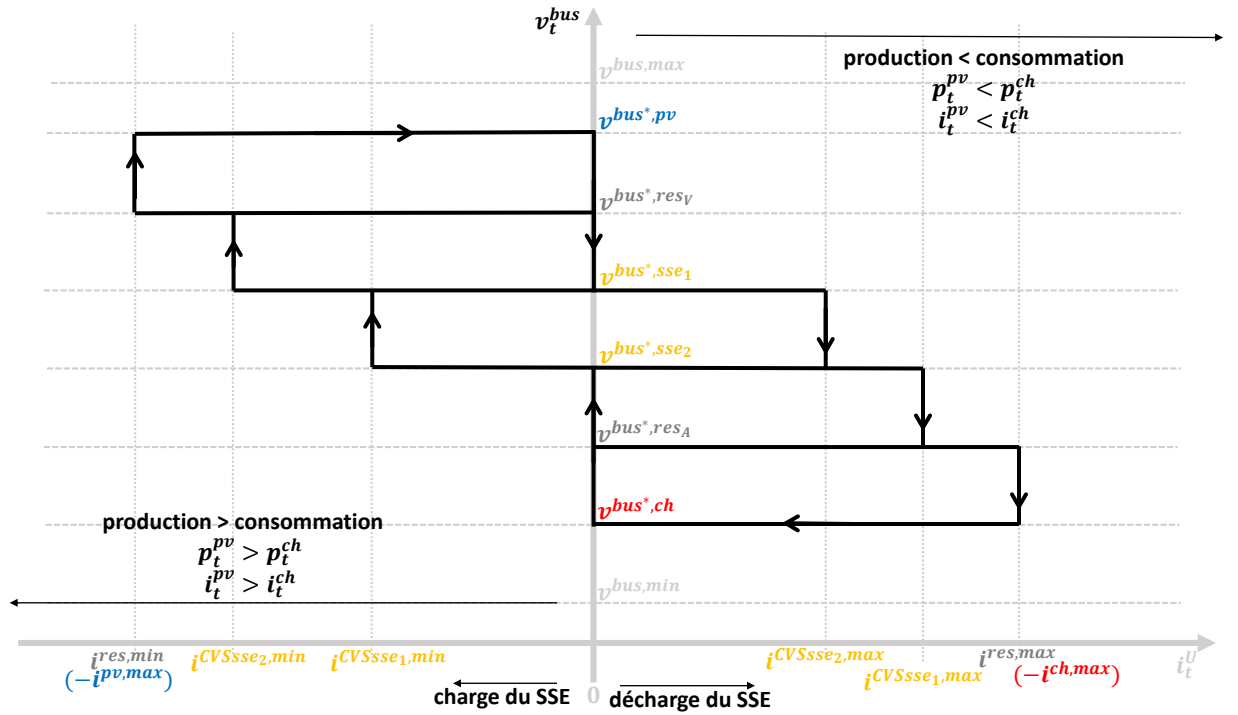


FIGURE II.7 – Caractéristique de  $v_t^{bus}$  et évolution du point de fonctionnement du bus DC en fonction du contrôle des unités dans le micro-réseau

Pour rappel, les limites maximales ou minimales en courant de chaque unité sont données dans le tableau II.2. Plusieurs cas sont possibles pour le fonctionnement du micro-réseau en fonction de l'équilibre énergétique à chaque instant  $t$ . Cet équilibre est donné par les valeurs respectives de la variable  $p_t^{bal}$ , définie par l'équation (II.2) correspondant à la somme entre la production et la consommation et la variable  $i_t^{bal}$  définie par l'équation (II.3) correspondant à la somme des courants (équation), où  $i_t^{ch}$  est considéré négatif et  $i_t^{pv}$  est défini positif ou nul.

$$p_t^{bal} = -p_t^{pv} + p_t^{ch} \quad (II.2)$$

$$i_t^{bal} = -i_t^{pv} + i_t^{ch} \quad (II.3)$$

Les cas possibles sont :

- Si à l'instant  $t$ , la production PV est supérieure au besoin, alors le courant fourni par la source en surplus par rapport à ce que consomme la charge induit  $p_t^{bal}$  et  $i_t^{bal}$  supérieurs à zéro et cela entraîne une augmentation de  $v_t^{bus}$  au cours du temps. Cependant plusieurs cas existent :
  1. Si à l'instant précédent,  $v_t^{bus}$  était compris entre  $v^{bus*,resA}$  et  $v^{bus*,sse2}$  alors la tension  $v_t^{bus}$  croit en se rapprochant de la consigne  $v^{bus*,sse2}$ .



- Si la limite de courant  $i^{sse2,min}$  est inférieure à  $-i_t^{bal}$  et le SSE n°2 peut encore se charger, l'unité SSE n°2, via son LC pilotant le convertisseur, va jouer le rôle de VSC et fixer la tension du bus. Il régule sa tension de sortie  $v_t^{CVSsse}$  et fixe donc la valeur  $v_t^{bus*}$  tenant compte des chutes de tension près. En parallèle, le SSE n°2 se charge, récupérant l'énergie en excès du bus DC.
  - Si la limite de courant  $i^{sse2,min}$  est supérieure à  $-i_t^{bal}$  mais le SSE n°2 peut encore se charger, le LC va tenter de réguler la tension du bus, mais finalement entre en limitation de courant de charge. Le SSE n°2 va se charger à son courant maximum de charge dit,  $i^{sse2,min}$  et la différence de courant entre ce qui est absorbé par le SSE n°2 et  $-i_t^{bal}$ , engendre une augmentation de la tension  $v_t^{bus}$  du bus qui n'est plus asservie jusqu'à atteindre le prochain seuil de tension de consigne.
  - Si l'état de charge maximal du SSE n°2 est atteint ou que la limite de courant  $i^{sse2,min}$  est nulle (ceci est le cas par exemple si le deuxième niveau de contrôle interdit la charge du SSE n°2, en envoyant une valeur nulle pour cette limite), alors ce LC ne peut plus réguler la tension du bus, celle-ci continue d'augmenter jusqu'à un prochain seuil de tension de consigne.
2. Si à l'instant précédent,  $v_t^{bus}$  était compris entre  $v^{bus*,sse2}$  et  $v^{bus*,sse1}$ , la tension  $v_t^{bus}$  croît en se rapprochant de la consigne  $v^{bus*,sse1}$ . Le principe de fonctionnement de l'unité SSE n°1 est similaire à celui décrit précédemment pour le SSE n°2.
  3. Si à l'instant précédent,  $v_t^{bus}$  était compris entre  $v^{bus*,sse1}$  et  $v^{bus*,resv}$ , la tension  $v_t^{bus}$  croît en se rapprochant de la consigne  $v^{bus*,resv}$ . Si il y a la possibilité d'injecter sur le réseau, l'onduleur reliant le micro-réseau au réseau va réguler  $v_t^{bus}$  et devenir le VSC tout en injectant le surplus de production vers le réseau de distribution. La tension reste à ce niveau tant que le système est dans ces conditions (surplus de l'énergie du micro-réseau). Sinon, dans le cas d'un micro-réseau isolé, et si il n'y pas la possibilité d'injecter sur un autre réseau, ou si l'onduleur ne fonctionne plus,  $v_t^{bus}$  arrive à la consigne  $v_t^{bus*,pv}$ . L'optimiseur PV change de mode et se met à réguler la tension du bus en limitant le courant PV produit. Il devient alors le VSC mais n'est plus apte à optimiser la puissance de la source PV vers le bus puisqu'il limite l'injection du courant afin de réguler  $v_t^{bus}$  à  $v_t^{bus*,pv}$ . Dans le cas de "mini-OPA" ce scénario est émulé grâce à une source programmable qui limite le courant injecté au réseau et se met en régulation de tension à la valeur  $v_t^{bus*,pv}$ .
- Si à l'instant  $t$ , la production PV est inférieure au besoin, signifiant qu'il y a un déficit de courant demandé par la charge, alors les valeurs  $p_t^{bal}$  et  $i_t^{bal}$  sont inférieures à zéro et  $v_t^{bus}$  a tendance à diminuer. Là aussi plusieurs cas existent.
    1. Si à l'instant précédent,  $v_t^{bus}$  était compris entre  $v^{bus*,pv}$  et  $v^{bus*,sse1}$ , la tension  $v_t^{bus}$  décroît en se rapprochant de la consigne  $v^{bus*,sse1}$ .

- Si la limite de courant  $i^{sse1,max}$  est supérieure à  $-i_t^{bal}$  et le SSE n°1 peut encore se décharger, alors l'unité SSE n°1, via son LC, passe en mode VSC et fixe la tension du bus en régulant sa tension de sortie  $v_t^{CVSsse}$  à la valeur  $v_t^{bus*,sse1}$ . Le SSE n°1 se décharge et transfère l'énergie en déficit du SSE vers le bus DC.
  - Si la limite de courant  $i^{sse1,max}$  est inférieure à  $-i_t^{bal}$  mais le SSE n°1 peut encore se décharger, le LC tente de réguler la tension du bus, mais finalement entre en limitation de courant de décharge. Le SSE n°1 se décharge alors à son courant de décharge maximal qu'il peut fournir,  $i^{sse1,max}$  (sens de la décharge). La différence de courant entre ce qui est fourni par le SSE n°1 et  $-i_t^{bal}$ , soit le déficit manquant, engendre une diminution de la tension du bus  $v_t^{bus}$  jusqu'à la prochaine valeur de tension de consigne rencontrée.
  - Si le SSE n°1 ne peut pas ou plus se décharger ou que la limite de courant  $i^{sse1,max}$  est nulle (par exemple parce que le deuxième niveau de contrôle a interdit la décharge du SSE n°1 en envoyant une valeur nulle), alors Le LC ne peut plus réguler la tension du bus, celle-ci continue de diminuer jusqu'à un prochain seuil de tension de consigne.
2. Si à l'instant précédent,  $v_t^{bus}$  était compris entre  $v_t^{bus*,sse1}$  et  $v_t^{bus*,sse2}$ , alors la tension  $v_t^{bus}$  décroît en se rapprochant de la consigne  $v_t^{bus*,sse2}$ . Le principe de fonctionnement est le même que précédemment décrit pour le SSE n°1.
  3. Si à l'instant précédent,  $v_t^{bus}$  était compris entre  $v_t^{bus*,sse2}$  et  $v_t^{bus*,resA}$ , alors la tension  $v_t^{bus}$  décroît en se rapprochant de la consigne  $v_t^{bus*,resAV}$ . Si il y a la possibilité d'avoir un apport d'énergie fourni par le réseau de distribution, l'onduleur liant les deux réseaux régule la tension  $v_t^{bus}$  et devient le VSC tout en injectant de l'énergie nécessaire et manquante du réseau vers le bus DC. La tension reste à ce niveau tant que le système est en déficit d'énergie. Sinon, dans le cas d'un micro-réseau isolé et qu'il n'y pas la possibilité d'utiliser le réseau, ou que l'onduleur ne fonctionne plus,  $v_t^{bus}$  arrive à la consigne  $v_t^{bus*,ch}$ . C'est alors l'unité Charge qui va limiter sa consommation en se mettant en mode limitation de courant. En parallèle, elle devient VSC du micro-réseau mais ne permet plus d'alimenter la totalité des charges correctement effectuant des choix afin d'assurer tout de même la régulation  $v_t^{bus}$  à  $v_t^{bus*,ch}$ . Dans le cas de "mini-OPA" ce scénario est émulé grâce à une charge programmable qui limite alors le courant utilisé et se mettra en régulation de tension à la valeur  $v_t^{bus*,ch}$ .

En résumé, quand la consigne attribuée par une unité donnée ne peut pas être atteinte, la tension du bus augmente ou diminue jusqu'à atteindre une autre consigne. Le sens de la variation dépend des échanges énergétiques dans le micro-réseau. Ainsi, elle augmente si la production d'énergie est supérieure à la consommation et elle diminue si la production d'énergie est inférieure à la consommation. L'unité ayant la consigne la plus proche prend le relais pour assurer à son tour, si elle le peut, le contrôle de la tension du bus. Ce type de micro-réseau se

sert de la fluctuation de sa tension entre les différentes consignes des unités qui en fonction de leurs états, de leurs limites de courant et de la quantité d'énergie sur le bus pour réguler les échanges énergétiques en son sein de manière partagée et sans avoir besoin d'intervenir à un niveau supérieur de supervision.

Ce type de stratégie, tel qu'elle est décrite ici, est donc le type même de stratégie complètement décentralisée. Elle présente une bonne résilience puisque même si un élément du micro-réseau est défectueux, une autre unité est apte à assurer la régulation du bus DC en toute sécurité. Elle a également l'avantage majeur de pouvoir fonctionner sans communication entre les différents LC de chaque unité. Cette stratégie s'appuie sur le développement de boucles d'asservissement indépendantes les unes des autres, implémentées aux niveaux des organes de commande de chaque convertisseur de chaque unité. Ceci apporte une grande souplesse de fonctionnement au sein d'un bus électrique sans alourdir la structure de commande limitant les communications et les temps de calculs. Pour nous, ce choix de gestion globale du banc a donc eu l'avantage d'être très peu coûteuse en temps de calculs et a démontré sa robustesse.

La contrainte principale d'un tel contrôle est que la tension du bus doit pouvoir fluctuer et peut prendre plusieurs valeurs. Il faut également que les consignes de régulation d'un élément à l'autre soit suffisamment éloignées dans la plage de tension autorisée pour le bus afin que de faibles écarts de régulation au niveau des boucles de contrôle locales n'entraient pas le fonctionnement global du réseau. Avec des unités géographiquement éloignées et des pertes en ligne non négligeables, ces points-là sont plus sensibles.

De plus, si le contrôle à un seul niveau reste complètement décentralisé, ce contrôle ne permet pas beaucoup de flexibilité ni de degrés de liberté pour implémenter de nouvelles stratégies de gestion. Pour permettre d'avantage de possibilités, nous avons rajouté à ce contrôle décentralisé, un deuxième niveau de contrôle, qui s'apparente à une gestion *on-line* ou à un PMS. Ce niveau de contrôle supérieur communique alors avec chaque LC et peut modifier les limites en courant et la consigne de tension  $v^{bus*}$  préalablement fixées changeant ainsi les priorités. Sa mise en oeuvre est expliquée avec la description du fonctionnement du superviseur dans la partie suivante.

### 2.3.3 Description de chaque bloc fonctionnel du banc "mini-OPA"

**Émulation des charges** Pour élargir les objectifs du premier micro-réseau conçu pour le projet OPA, le banc "mini-OPA" vise l'étude de plusieurs types de charges aptes à être connectées au bus DC quitte à s'aider d'un onduleur. En effet, d'autres charges alimentées par un courant DC autre que des serveurs informatiques sont envisageables, comme un système d'éclairage, des prises USB, des prises AC ou DC basse tension, des électrolyseurs, etc. En réalité, ces charges seraient reliées au bus à travers un convertisseur DC/DC ou DC/AC si elles sont de nature respectivement DC ou AC. Nous avons regroupé l'ensemble de ces charges potentielles représentées par le bloc consommation encadré en rouge sur le synoptique de la figure II.4. Sur le banc "mini-OPA", elles sont émulées par une seule et unique charge électronique programmable. Pour cela,

nous utilisons une charge électronique programmable *ELECTRONIC LOAD EA-EL 9080-170 B* de la société EA Elektro-Automatik GmbH & Co. KG [173]. Ses plages de fonctionnement en tension, courant, puissance et résistance sont respectivement de [0;80] V, [0;170] A, [0;2400] W et [0.045;15]  $\Omega$ . Grâce à cette charge programmable, nous pouvons imposer un courant ou une puissance de consommation notés respectivement  $p_t^{ch*}$  et  $i_t^{ch*}$  envoyés via la communication avec le superviseur.

L'ensemble des convertisseurs à l'intérieur du bloc consommation, ainsi que le détail des lois de commande pour piloter les différentes charges ne sont donc pas développés puisqu'ils sont considérés intégrés dans la charge programmable. Nous considérons uniquement, par cet élément programmable, la consommation totale de la ou des charges. Nous pilotons cette charge globale suivant deux modes, soit en mode "courant", soit en mode "puissance". Pour chacun des modes, nous pouvons envoyer les valeurs de consigne  $i_t^{ch*}$  ou  $p_t^{ch*}$  respectivement. La charge fonctionne alors en régulation de courant ou de puissance suivant la consigne envoyée. Une consigne de tension  $v^{bus*,ch}$  est également donnée à la charge programmable, indiquant la tension au delà de laquelle la charge se met en limitation de tension. Sur la base des explications données figure II.6, la charge programmable est apte à réguler la tension du bus  $v_t^{bus}$  à la valeur  $v^{bus*,ch}$  et ce lorsque le bus atteint ce niveau de tension et que la charge se retrouve à devoir limiter le courant qu'elle absorbe par rapport à celui demandé, ce niveau peut arriver à zéro n'absorbant plus aucun courant si nous émuloons un micro-réseau isolé. À ce moment-là, la charge ne suit plus la consigne de courant ou de puissance donnée par le superviseur.

La charge programmable renvoie au superviseur durant les tests : sa tension aux bornes ainsi que son courant et sa puissance consommés mesurés par des capteurs internes de la charge. Ces grandeurs sont indicées "int" telles que,  $v_t^{ch,int}$ ,  $i_t^{ch,int}$  et  $p_t^{ch,int}$  et sont envoyées au superviseur via la communication GPIB. Elles sont stockées dans le fichier de données récupérable à la fin d'un test.

**Émulation de la production PV** La source de production à partir d'EnR, dans notre cas issue de panneaux PV, est représentée sur le synoptique figure II.4 par le cadre bleu et est émulée par une source programmable *POWER SUPPLY EA-PS 9080-40* du même fournisseur que la charge électronique [174]. Cette source fonctionne sur les plages de tension [0;80] V et de courant [0;40] A. Dans un réseau, avec un système PV réel, les panneaux sont associés à un ou plusieurs convertisseurs optimisant la production PV à travers des commandes de type *Maximun Power Point Tracking* (MPPT) mais, comme pour la charge, le comportement de ces convertisseurs est inclus dans le système d'émulation. Cette source est pilotable suivant deux modes soit "courant" soit "puissance". En fonction du mode, le superviseur envoie une consigne en courant ou en puissance  $i_t^{pv*}$  ou  $p_t^{pv*}$  à chaque instant. Comme précédemment, la source a sa propre consigne de tension  $v_t^{bus*,pv}$ . Comme pour la charge, en réalité, sur le banc, tant que la tension du bus  $v_t^{bus}$  n'atteint pas la tension de consigne  $v^{bus*,pv}$ , la source programmable fonctionne en régulation de courant ou de puissance suivant le mode de pilotage choisi. Lorsque la tension du bus atteint la valeur de consigne  $v^{bus*,pv}$ , la source programmable bascule en

mode VSC et fixe alors la tension du bus à  $v^{bus*,pv}$ . Dans ce cas, la consigne de courant ou de puissance,  $i_t^{pv*}$  ou  $p_t^{pv*}$  n'est pas suivie, et le niveau de courant se cale sur la quantité de courant ou de puissance demandée par la charge pour pouvoir assurer la régulation de la tension du bus. Si la consigne est trop faible, alors la tension du bus diminue et un autre élément du banc se chargera de la réguler. Comme pour la charge, l'alimentation programmable va envoyer au cours d'un test, la tension, le courant et la puissance mesurés en interne par la source et débités à ces bornes. Ces grandeurs sont indicées "int" telles que,  $v_t^{pv,int}$ ,  $i_t^{pv,int}$  et  $p_t^{pv,int}$  et sont envoyées au superviseur via le communication GPIB. Elles sont ensuite stockées dans le fichier de données récupérable à la fin d'un test.

**Le réseau** Il est également représenté sur le synoptique II.4. En réalité, aucune connexion n'existe entre le banc et le réseau. Cette connexion est simulée de manière *post-processing* à partir des mesures faites sur le banc. À la suite d'un test, un fichier de données rassemblant la campagne de mesure est créé via deux wattmètres situés sur le banc et le logiciel de supervision. Lors du traitement de ces données, nous comparons les puissances produites et consommées mesurées avec les consignes programmées au départ du test. Lorsque la source ou la charge programmable ne suivent pas les consignes d'émulation, cela signifie que l'équilibre électrique n'est pas assuré. Il apparaît donc un écart entre le profil de consigne et les mesures réelles. Cela signifie deux raisons possibles :

- cas n°1 : lorsque la production ne suffit pas à fournir le besoin de la charge et que les SSE ne peuvent pas fournir l'énergie manquante (niveaux minimums de charge des SSE et/ou limites de courant maximum de décharge atteintes et/ou consignes de courant envoyées aux convertisseurs nulles pour interdire la décharge et/ou les convertisseurs ont atteint leurs limites de courant maximales). Dans ce cas, pour respecter l'équilibre électrique, la charge programmable ne suit plus la consigne qui lui est imposée et diminue sa consommation réelle. L'écart entre la mesure de consommation et la consigne se calcule lors du traitement des données ou bien en fonctionnement sur l'interface du logiciel de suivi. Cet écart traduit deux scénarios réels possibles :
  - Un micro-réseau connecté au réseau de distribution, la consommation est bien assurée même si la production n'est pas suffisante et le réseau de distribution fournit ce qui manque ;
  - Un micro-réseau autonome où la consommation ne peut plus être assurée obligeant la charge réelle à réduire sa consommation.
- cas n°2 : lorsque la production est en surplus par rapport à la consommation et que les SSE ne peuvent pas absorber le surplus (ils sont complètement chargés et/ou interdits de se recharger et/ou les SSE ou les convertisseurs sont en limite maximale de courant de charge). Dans ce cas, la source programmable ne suit plus la consigne fournie par le superviseur afin d'assurer l'équilibre électrique. Dans un micro-réseau réel, cet écart entre la consigne et la production réelle mesurée représente deux scénarios réels possibles :

- Un micro-réseau connecté au réseau de distribution avec la production en surplus réinjectée dans le réseau de distribution principal.
- Un micro-réseau autonome avec sa production en surplus perdue. Les convertisseurs associés à la source PV se mettent alors en mode limiteur de courant.

**Système d'instrumentation** Il permet d'accomplir un ensemble de mesures réalisé afin d'analyser le fonctionnement du banc. En plus, des mesures effectuées en interne par la charge, la source programmables et les capteurs internes des convertisseurs, deux wattmètres électroniques assurent l'instrumentation du banc "mini-OPA". Nous avons utilisé des wattmètres référencés *DIGITAL POWER METER WT1600 760101-S15* de la marque YOKOGAWA [175]. Ces données sont envoyées au superviseur toutes les  $\Delta t_{com}$  (5s) via une communication GPIB. Ces wattmètres mesurent d'un côté la tension, le courant et la puissance des SSE et d'un autre les tensions, les courants et les puissances au niveau du bus, à l'endroit des connexions, en parallèle sur les disjoncteurs. La figure II.12 montrant le banc réel montre la partie de l'armoire électrique du banc où est réalisé le noeud électrique DC. Les mesures sont stockées et écrites dans un fichier texte qui peut ensuite être exploité par l'utilisateur. Toutes ces mesures sont indicées "W" pour "mesures Wattmètres", et notées respectivement :

- $v_t^{pv,W}$ ,  $i_t^{pv,W}$  et  $p_t^{pv,W}$  pour la tension, le courant et la puissance mesurés au niveau des capteurs du wattmètre aux bornes de l'alimentation programmable.
- $v_t^{ch,W}$ ,  $i_t^{ch,W}$  et  $p_t^{ch,W}$  pour la tension, le courant et la puissance mesurés au niveau des capteurs du wattmètre aux bornes de la charge programmable.
- $v_t^{sse_x,W}$ ,  $i_t^{sse_x,W}$  et  $p_t^{sse_x,W}$  pour la tension, le courant et la puissance mesurés au niveau des capteurs du wattmètre aux bornes du SSE n°X.
- $v_t^{CVSsse_x,W}$ ,  $i_t^{CVSsse_x,W}$  et  $p_t^{CVSsse_x,W}$  pour la tension, le courant et la puissance mesurés au niveau des capteurs du wattmètre aux bornes du convertisseurs associé au SSE n°X.

**Le système de supervision** Le superviseur, encadré en violet sur la figure II.4, réalise le pilotage, le contrôle et la collecte des données de l'ensemble des éléments du banc. Il assure de nombreuses fonctions lors d'un test expérimental et globalement garantit le bon fonctionnement du banc. La figure II.8 résume ses fonctions et ses interactions avec le reste du banc.

Il joue à la fois le rôle d'un système de supervision de type système SCADA, pilote les éléments programmables du banc et permet de lancer un test expérimental. Il a également le rôle de PMS en assurant le second niveau de contrôle centralisé. Toutes ces fonctions sont réalisées grâce à un logiciel mis au point au LAAS-CNRS développé en lien avec les équipes I2C et IDEA. Ce logiciel a été élaboré en langage C via l'environnement de développement LabWindows/CVI proposé par la société National Instruments [176]. Il est installé sur un ordinateur qui communique avec les parties physiques ("*hardware*") réelle et émulée du banc.

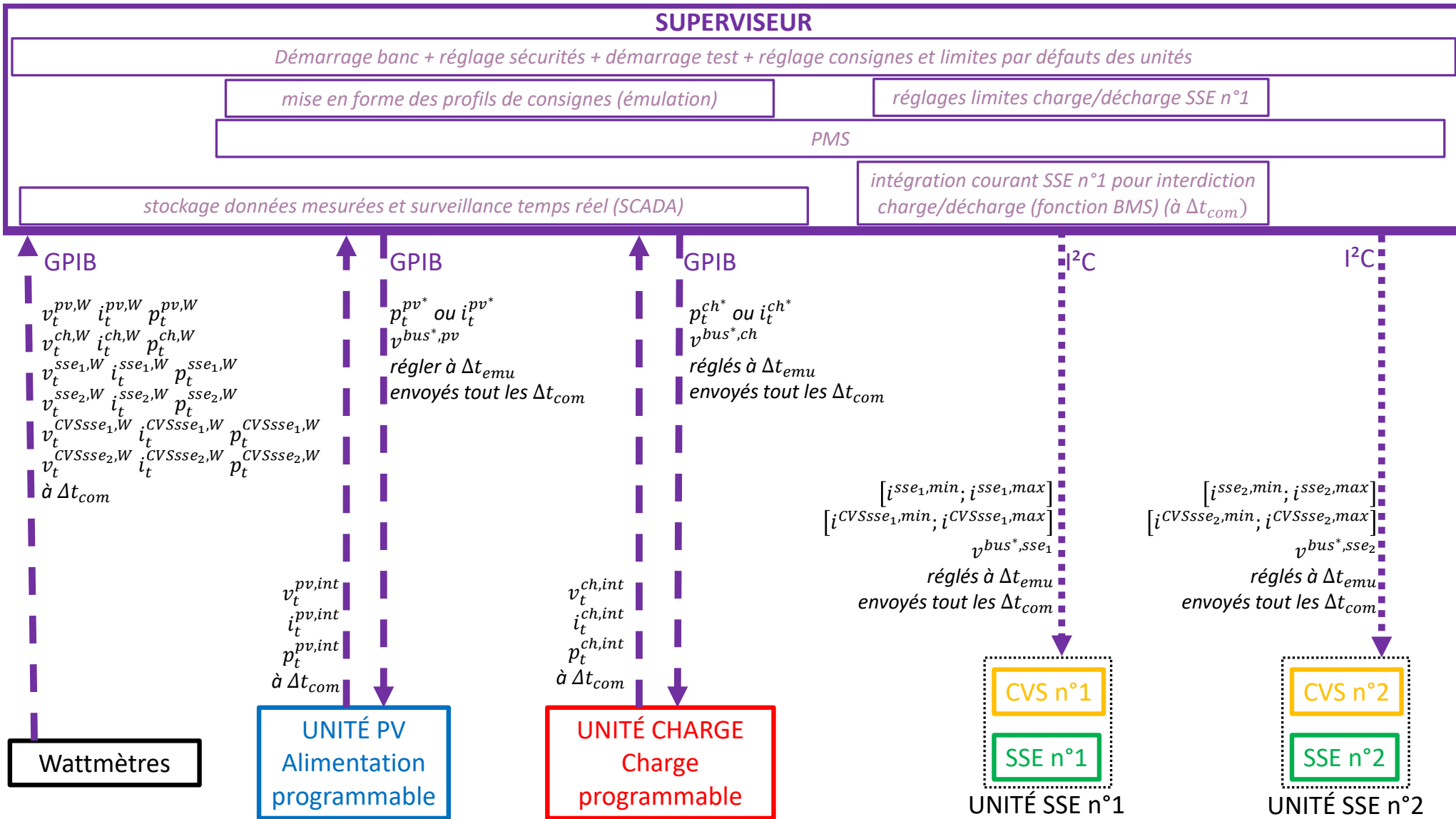


FIGURE II.8 – Diagramme des fonctions et des interactions entre le superviseur et les différentes unités et système du banc "mini-OPA"

## 2. Architecture et contrôle des micro-réseaux : théorie et réalisation expérimentale 99

Le système de supervision communique grâce à un bus de communication I<sup>2</sup>C avec les micro-contrôleurs de chaque convertisseur associé aux SSE. La communication avec le système d'instrumentation du banc, la source et la charge programmables est assurée grâce à une interface PCI/GPIB. Ces deux types de communications s'effectuent toutes les cinq secondes ( $\Delta t_{com}$ ).

- Au démarrage, le superviseur vérifie que toutes les communications fonctionnent entre les différents éléments du banc sinon il affiche des messages d'erreurs.
- Une fois les communications établies, une fenêtre de réglage s'affiche, présentée figure II.9, permettant de définir les **limites de sécurité**, les différentes limites de contrôle, de la charge et de la source programmables (courant, tension et puissance) ainsi que des SSE (tension et courant). Cette étape permet ainsi d'assurer **la sécurité de fonctionnement électrique** des différents éléments du banc.

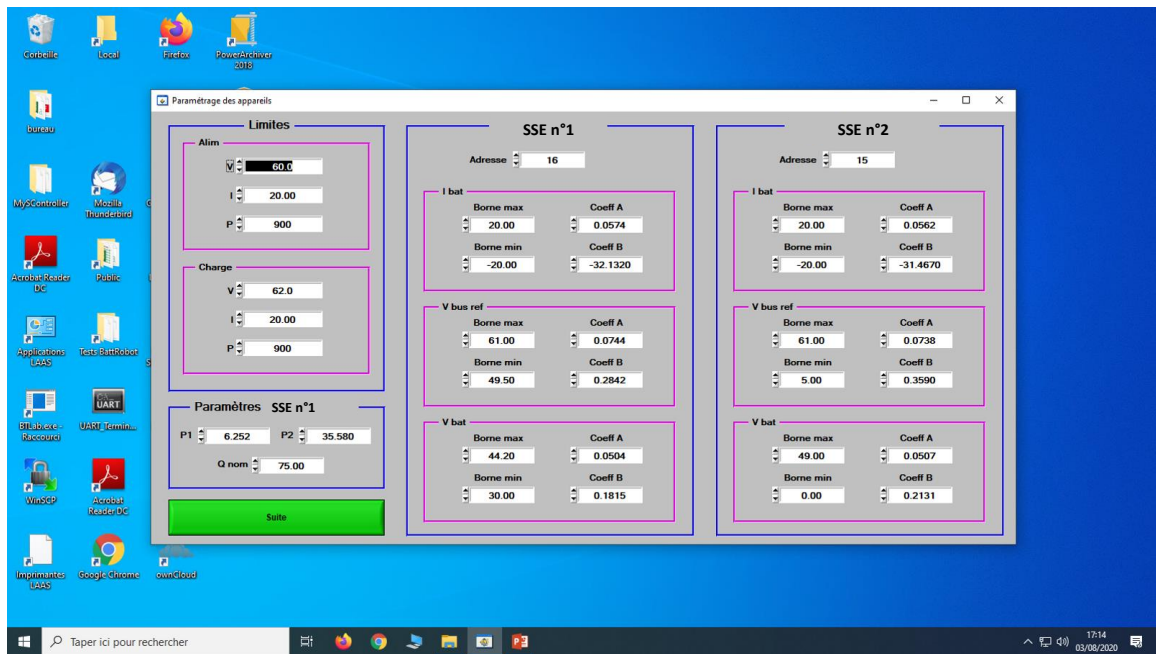


FIGURE II.9 – Interface de réglage des paramètres de sécurité du banc de test

En plus de ces informations, cette fenêtre permet pour chaque SSE de définir les coefficients de conversion pour que les valeurs rentrées par l'utilisateur soit ensuite dans un format compatible avec ce que peut lire le LC de chaque convertisseur. Ainsi, ces coefficients de conversion permettent de traduire les limites de courant et les consignes de tension déterminées par le contrôle au niveau du superviseur ou directement rentrées par l'utilisateur, qui sont en valeurs flottantes au niveau du superviseur, et qui doivent être traduites en entier et dans la gamme de précision des capteurs du LC. Soit, des entrées ADC (*Analog to Digital Converter*) du micro-contrôleur choisi pour réaliser le LC (dans



notre cas 10bits soit 1024 possibilités) et en fonction de l'étalonnage des capteurs de courant et de tension de chaque carte électronique. Ces valeurs flottantes converties en entier seront envoyées via la communication I<sup>2</sup>C vers le LC de chaque convertisseur. Ainsi celui-ci pourra lire ces valeurs et les utiliser pour les boucles de contrôle-commande locales.

De plus, via cette fenêtre, trois paramètres sont demandés pour le SSE n°1 nécessaires pour les calculs évaluant la quantité de charge disponible dans le SSE n°1 à chaque instant et gérant la phase d'initialisation au début de chaque test détaillée en annexe A. Pour l'instant, nous n'effectuons ces calculs que pour le SSE n°1 constitué des batteries étudiées au chapitre III.

- Après avoir renseigné l'ensemble des demandes effectuées dans la première fenêtre, une deuxième interface utilisateur apparaît, représentée figure II.10. Elle affiche la synoptique du réseau et permet d'étudier en temps réel le fonctionnement du banc. Elle affiche les valeurs des courants, des tensions et des puissances mesurés par les deux wattmètres. C'est l'interface par défaut qui apparaît pendant le déroulement d'un test. Cette interface utilisateur permet de surveiller et d'effectuer le suivi des opérations comme le ferait un système SCADA dans un bâtiment par exemple.

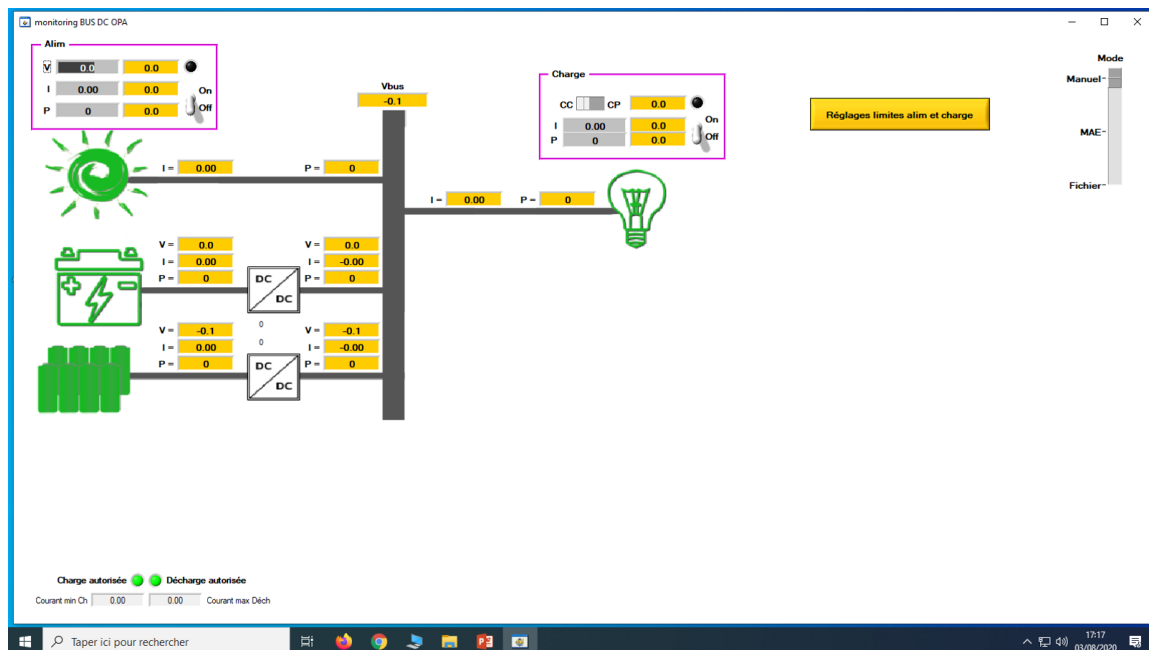


FIGURE II.10 – Interface générale de "mini-OPA"

Elle permet de :

- Afficher l'état *ON* ou *OFF* de la source et de la charge programmables, ainsi que les

## 2. Architecture et contrôle des micro-réseaux : théorie et réalisation expérimentale 101

valeurs de courant, de tension et de puissance de ces éléments en temps réel (tous les  $\Delta t_{com}$  près).

- Affiche la mesure de la tension du bus.
  - Témoigne grâce à des voyants lumineux de la bonne communication entre les différents éléments du banc (GPIB et I<sup>2</sup>C).
  - Affiche les mesures de courant, de puissance et de tension aux bornes des SSE en entrée des convertisseurs et en sortie des convertisseurs.
  - Affiche les consignes en courant minimum et maximum envoyées depuis le superviseur aux convertisseurs associés aux SSE.
  - Permet d'utiliser le banc en mode "manuel" et en temps réel pour modifier toutes les valeurs de limites et de consignes des unités dans la mesure où elles sont dans les limites fixées dans la première fenêtre, figure II.9. l'utilisateur peut ainsi modifier en temps réel les consignes de la source et de la charge programmable,  $i_t^{pv^*}$ ,  $p_t^{pv^*}$  et  $i_t^{ch^*}$ ,  $p_t^{ch^*}$ , les consignes  $v^{bus^*,pv}$  et  $v^{bus^*,ch}$ . Il est également possible de modifier les consignes de tension de bus et toutes les limites de courant côté SSE et côté convertisseur de chacune des unités SSE n°X, représenté sur l'interface par une batterie pour le SSE n°1, et un supercondensateur pour le SSE n°2. Ces dessins sont juste des illustrations. En réalité, n'importe quel type de SSE peut être connecté électriquement sur le banc, à partir du moment où ses caractéristiques électriques correspondent aux limites globales du banc.
- En plus du mode manuel, le superviseur permet de lancer le banc de test à partir de fichiers de données. C'est ce mode que nous utilisons majoritairement correspondant à **un mode de fonctionnement automatique programmable** dont l'intérêt est de pouvoir faire varier les limites de courant du SSE en fonction du temps. Par le biais d'algorithmes de gestion *off-line*, nous pouvons changer la gestion des SSE. De nouvelles limites de courant de charge et de décharge peuvent être générées et données aux convertisseurs afin de réaliser un objectif de gestion (EMS). Ces limites sont envoyées au superviseur qui va ainsi moduler le fonctionnement des convertisseurs et adapter la charge et la décharge des SSE en temps réel, tous les  $t_{com}$ . Dans ce mode, nous pouvons donc tester différentes stratégies de gestion EMS mise en oeuvre via le PMS du superviseur qui envoie les limites minimales et maximales de charge et de décharge des SSE à chaque convertisseur. Les fonctions du superviseur dans le mode de fonctionnement automatique programmable, en plus des fonctions sus mentionnées, sont :
    - Le superviseur envoie, tous les  $\Delta t_{com}$ , les profils de consignes en puissance ou en courant, correspondant à une série de variables  $p_t^{pv^*}$  et  $p_t^{ch^*}$  ou  $i_t^{pv^*}$  et  $i_t^{ch^*}$  sur un horizon de temps  $T_{test}$ . Ces consignes sont envoyées aux deux émulateurs simulant la ou les sources et la ou les charges. Ces profils sont générés à partir de fichiers de données de production et de consommation réelles venant de la base de données du bâtiment Adream. Plus généralement, chaque utilisateur a la possibilité de rentrer

des profils de puissance ou de courant via le superviseur qui fournit comme consigne à l'alimentation ou à la charge la valeur de consigne de courant, si la consigne est en courant ou de puissance si la consigne est en puissance. L'interface du logiciel présentée figure II.11, permet de rentrer ces profils de consigne, en courant ou de puissance.

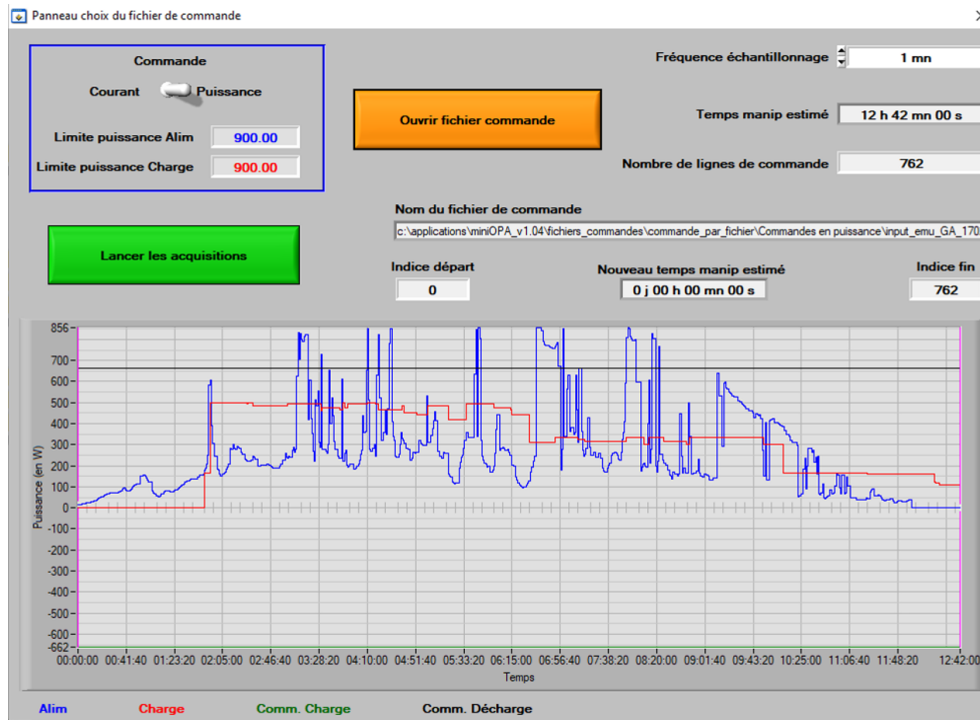


FIGURE II.11 – Interface de réglage d'un scénario à partir des fichiers de données

Avant d'être insérés dans le logiciel, et pour pouvoir être compatibles, ces fichiers doivent être mis préalablement à l'échelle des limites de puissance et de courant admissibles par le banc, à savoir 1kW et  $\pm 20$  A. Ainsi à partir d'un fichier, nous pouvons jouer un scénario de consommation et de production sur un horizon de temps allant de la minute à plusieurs jours. Via l'interface présentée figure II.11 l'utilisateur peut choisir le pas de temps entre deux points de consignes,  $\Delta t_{emu}$ , (au minimum égal à  $\Delta t_{com}$ ), et modifiant ainsi de l'horizon  $T_{test}$  du profil émulé. Si le pas  $\Delta t_{emu}$  sélectionné est plus grand que  $\Delta t_{com}$  alors le superviseur envoie la même consigne tous les  $\Delta t_{com}$  pendant le pas  $\Delta t_{emu}$ .

- Une fois les profils de consigne chargés, le banc lance une phase d'initialisation du SSE n°1, s'il s'agit de batteries. Cette phase permet de s'assurer que nous commençons le test à un certain niveau d'énergie dans le SSE. La procédure d'initialisation est décrite en annexe A.

- Le superviseur assure aussi, pour des raisons liées au choix du micro-contrôleur assurant le rôle de LC des convertisseurs, une partie des fonctions de BMS pour le SSE n°1, qui sur un système réel serait plutôt assurée par un BMS au plus proche des batteries. Au début d'un test, l'utilisateur entre une quantité de charge minimale et maximale correspondant aux limites de recharge et de décharge du SSE n°1. Cette quantité est spécifié par l'utilisateur en Ah et exprimé en pourcentage de la capacité nominale du SSE n°1<sup>1</sup>. Ces limites sont fixées pour toute la durée du test. Au fur et à mesure du test, si le SSE n°1 atteint la limite de charge ou de décharge, alors la charge et la décharge respectivement s'arrête via les paramètres  $i^{sse1,min}$  et  $i^{sse1,max}$  qui sont forcés à zéro. Pour évaluer l'évolution de la quantité de charge dans la batterie, le superviseur intègre le courant entrant/sortant du SSE n°1 en fonction du temps à partir des mesures réalisées par les wattmètres, soit de  $i_t^{sse1,W}$  afin de connaître le moment où les limites en Ah du test, en charge et en décharge sont atteintes. Cela permet de garantir la sécurité électrique de la charge et de la décharge du SSE n°1 en termes d'Ah. L'autre paramètre important à surveiller sur les SSE est la tension témoignant également de leurs états. Cette surveillance relève également des fonctions de bases d'un BMS. Il s'assure que les tensions maximale et minimale des SSE, ne sont jamais dépassées. Cette surveillance de la tension  $v_t^{ssex}$ , est réalisée sur le banc au niveau du LC, au plus proche du SSE se basant sur les mesures de tension réalisées par le convertisseur.
- En plus de ces fonctions, le superviseur peut modifier les consignes et les limites des LC de chaque convertisseur ainsi que les consignes de tension de la charge et de la source programmables. Il joue le rôle de PMS dans la gestion des SSE et du micro-réseau. Il peut donc changer les paramètres limites et les consignes nécessaires à la réalisation du premier niveau de contrôle :
  - les consignes de régulation de tension  $v^{bus*,pv}$  et  $v^{bus*,ch}$  ;
  - les consignes de régulation de tension  $v^{bus*,sse1}$  et  $v^{bus*,sse2}$ , envoyées via la communication I<sup>2</sup>C au LC de chaque convertisseur ;
  - les limites en courant  $i^{ssex,min}$  et  $i^{ssex,max}$  à chaque LC de chaque convertisseur via la communication I<sup>2</sup>C,
  - les limites en courant  $i^{CVSssex,min}$  et  $i^{CVSssex,max}$  à chaque LC de chaque convertisseur via la communication I<sup>2</sup>C.

Ces paramètres varient en fonction de la stratégie de la gestion *on-line*, dépendante de la stratégie élaborée *off-line* assurée par l'EMS et développée au chapitre IV. Dans ce mode, les limites et consignes sont insérées dans le logiciel, sous la forme d'un fichier de données, synchronisé avec le fichier de consigne des profils d'émulation. Les limites de courant et consignes de tension vont donc varier au pas de temps  $\Delta t_{emu}$  mais seront envoyés tout les  $\Delta t_{com}$ . Les limites de charge/décharge des SSE peuvent être données

---

1. La notion de capacité nominale sera plus amplement détaillée au chapitre III mais elle correspond à une donnée du constructeur spécifiant la quantité de charge délivrée par une batterie dans certaines conditions.

au superviseur en courant ou en puissance. Dans ce dernier cas, le superviseur va quand même envoyer une valeur de courant au LC, en calculant le courant limite à envoyer résultant de la division de la puissance limite voulue avec la mesure de la tension aux bornes des SSE à chaque envoi. Le superviseur réalise ici le second niveau de contrôle centralisée. Il peut modifier les seuils de courant limites et la consigne de tension des boucles d'asservissement des LC des unités SSE et donc modifier la quantité d'énergie fournie ou absorbée par le SSE à chaque instant, modifiant directement sa capacité à pouvoir réguler la tension du bus impliquant donc un changement par rapport à l'ordre préétabli par défaut. Par exemple, si le superviseur change la limite de courant maximal  $i^{sse_2,max}$  du LC du SSE n°2 imposée à zéro ou à une valeur inférieure à ce qui serait nécessaire pour réguler la tension du bus à  $v^{bus*,sse_2}$ ; alors, l'unité SSE n°2 ne pourra pas réguler la tension du bus. La tension  $v_t^{bus}$  continuera de diminuer jusqu'à ce qu'une autre unité prenne le rôle de VSC. Cet exemple est applicable aux deux SSE du banc dans le sens charge ou décharge avec respectivement les limites  $i^{ssex,min}$  et  $i^{ssex,max}$ .

La gestion réalisée par le superviseur, revient donc bien à ajouter un niveau de contrôle hiérarchique supérieur pouvant modifier les consignes de régulation de chaque LC, modifiant la stratégie de gestion des SSE. L'intérêt d'implémenter un niveau supérieur avec une communication entre le superviseur et les convertisseurs est de pouvoir tester différentes stratégies de gestion.

En résumé le superviseur permet de charger les profils de consommation et de production et assure l'enregistrement des données mesurées par les wattmètres. Il pilote la phase d'initialisation des SSE et permet de lancer un test. Il va ensuite fournir des informations au LC pour assurer la gestion et la planification de l'utilisation de l'énergie au niveau des SSE.

Si nous utilisons les limites par défaut des convertisseurs implantés en local dans les LC, pendant un test, alors le banc fonctionne en micro-réseau à un seul niveau de contrôle complètement décentralisé. Le superviseur assure toujours les fonctions d'initialisation, le réglage des profils d'émulation, les système SCADA et BMS pour la charge ou la décharge du SSE n°1. Cependant, les LC fonctionnent sans PMS, sans stratégie de gestion *on-line* ni *off-line*. Les LC de chaque convertisseur opèrent de façon autonome sans qu'aucune communication pour le contrôle-commande ne soit nécessaire entre les unités ou avec le superviseur.

**Les SSE et les convertisseurs** Ces deux éléments sont les systèmes physiques réels présents sur le banc "mini-OPA", en plus de toutes les interfaces électriques. Il est possible de faire fonctionner un ou deux types de SSE différents (en vert) sur le bus DC reliés chacun à un convertisseur (en jaune) indépendant. Ces deux SSE forment un SSE hybride sur le banc en association d'hybridation active [177]. Chaque SSE regroupe un ou plusieurs éléments. Il peut être constitué d'un ou plusieurs modules connectés en pack suivant les niveaux de tension et la capacité voulue. Les deux convertisseurs statiques actuellement connectés au réseau assurent les interfaces entre le SSE et le bus DC. L'avantage est que ces convertisseurs ont été entièrement

## 2. Architecture et contrôle des micro-réseaux : théorie et réalisation expérimentale 105

développés au laboratoire, leurs performances sont donc connues et leur contrôle entièrement maîtrisé.

Chaque convertisseur possède un micro-contrôleur *DSPIC33 FJ16GS402* [178] (appelé plus simplement micro-contrôleur DSPIC33) de MICROCHIP. Ce micro-contrôleur est couramment utilisé dans les applications d'électronique de puissance et peu coûteux à l'achat et en termes de consommation. Il réalise les régulations des tensions aux bornes du convertisseur côté bus et côté SSE ainsi que l'asservissement du courant qui traverse le convertisseur. Le code permettant l'acquisition des mesures, le calcul des boucles de régulation et la génération des signaux de commande des interrupteurs du convertisseur a été développé au LAAS-CNRS. Il est écrit en langage C et est implanté dans le micro-contrôleur grâce à l'environnement logiciel MPLAB X IDE de Microchip [179] avec une connexion pour la programmation réalisée par l'outil d'interface MPLAB ICD 4 (DV164045) permettant de *debugger* le code. L'acquisition des mesures nécessaires aux régulations sont la tension du SSE n°X auquel le convertisseur est connecté,  $v_t^{ssex}$ , la tension côté bus DC,  $v_t^{CVSsex}$  et le courant du SSE,  $i_t^{sse}$ . Ces mesures se font grâce à des capteurs placés sur la carte au plus proche des signaux. Deux ponts diviseurs de tension et une résistance *shunt* permettent l'acquisition de ces mesures, qui sont ensuite transmises au micro-contrôleur via ses ports ADC. Enfin, le micro-contrôleur communique avec le superviseur grâce à un protocole de communication I<sup>2</sup>C et depuis lequel il reçoit toutes les informations nécessaires.

Pour inhiber un SSE et ne fonctionner qu'avec un seul SSE associé à un convertisseur, par exemple le SSE n°1, il suffit d'imposer à zéro les limites  $i^{sse_2,min}$  et  $i^{sse_2,max}$  via le PMS. Ainsi, le SSE n°2 a interdiction de se charger ou de se décharger. L'autre possibilité consiste à déconnecter électriquement la partie puissance grâce au disjoncteur entre le convertisseur et le bus DC.

La figure II.12 montre l'ensemble de l'émulateur réalisé dans une armoire électrique, soit le banc "mini-OPA" actuel. Nous observons sur cette photo du haut vers le bas, l'ordinateur sur lequel est implanté le système de supervision, puis les deux convertisseurs d'interface entre le bus et les SSE, la source et la charge programmables, les deux wattmètres et enfin les SSE réels testés. Chaque convertisseur est connecté à un SSE via l'arrière de l'émulateur. Les convertisseurs sont positionnés sur une plateforme accessible afin de pouvoir effectuer des mesures au plus proche du circuit si besoin. Nous pouvons observer sur cette photo des SC à droite des convertisseurs ajoutés pour diminuer la dynamique des fluctuations de tension sur le bus.

Ces éléments constituent un réservoir d'énergie temporaire ou "tampon" interne au bus permettant d'encaisser les transitoires et d'éviter toute instabilité. Une chaîne de quatre SC de la marque Maxwell référencés BMOD0058 E016 B02 de 58 F et 16 V nominal [180] sont donc connectés en série et en connexion directe parallèle au bus continu, sans convertisseur ni régulation. Ce pack de SC représente une capacité totale sur le bus continu de 14.5 F et une énergie de 8.25 Wh maximum. Pour la suite des travaux, comme cette réserve d'énergie est très

petite devant celles des SSE, nous ne tiendrons pas compte de cette quantité d'énergie ni de leurs dynamiques.

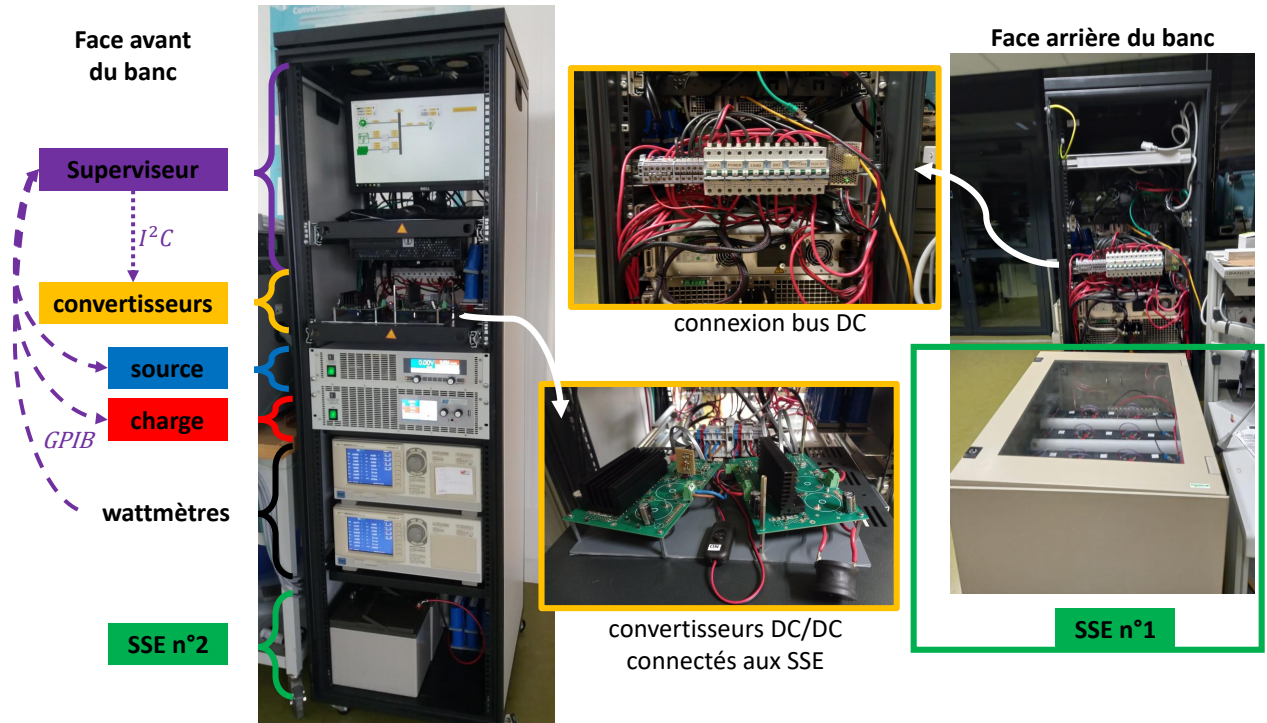


FIGURE II.12 – Photographies du banc expérimental "mini-OPA" et précision des blocs fonctionnels

La section suivante de ce chapitre se concentre sur la partie réelle du banc, et plus spécifiquement sur le développement des lois de contrôle-commande au niveau des LC des convertisseurs associés aux SSE. Nous expliquons nos choix par rapport à l'électronique de puissance développé ainsi que ceux concernant les lois de commande implantées dans les convertisseurs afin d'assurer la sécurité de fonctionnement des SSE, d'être suffisamment adaptables pour tester plusieurs SSE et garantir la régulation de la tension du bus.

### 3 Topologie et contrôle des convertisseurs associés aux systèmes de stockage

Le contrôle réalisé par chaque LC s'appuie sur plusieurs boucles de régulation situées au plus près du SSE, dans le micro-contrôleur du convertisseur associé. Ce premier niveau de contrôle, appelé contrôle primaire, peut être réalisé de plusieurs façon. Nous expliquons dans cette partie comment nous avons réalisé ce contrôle et comment nous avons réalisé ces convertisseurs, connectant les SSE au bus DC.

### 3.1 Objectif du contrôle rapproché des convertisseurs et cahier des charges

Le banc permet de connecter deux SSE de nature DC indépendamment l'un de l'autre soit, en connexion parallèle active [177] sur le bus DC, chacun connecté par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/DC. Nous avons réalisé deux convertisseurs répondant au cahier des charges global du bus donné dans le tableau II.1 section 2. Les deux convertisseurs sont dimensionnés pour pouvoir transférer une puissance de 1kW maximum, avec une tension de sortie côté bus DC variant entre 50V et 60V, et un courant maximum de 20A. Nous considérons que les SSE qui seront connectés au banc via les convertisseurs ont une tension maximale  $v^{sse,max}$  de 48V. La tension du SSE sera donc toujours inférieure à la tension minimale du bus,  $v^{bus,min}$  de 50V.

Les convertisseurs statiques DC/DC associés aux SSE assurent l'interface entre ces derniers et le reste du micro-réseau tout en réalisant le premier niveau de contrôle via le LC. Pour cela, chaque convertisseur via son LC associé doit pouvoir fonctionner suivant trois modes, que nous noterons "mode fin de charge", "mode VSC", "mode saturation".

- Mode VSC : le convertisseur assure la régulation du bus, il transfère l'énergie du bus vers le SSE ou du SSE vers le bus, suivant le signe de  $p_t^{bal}$ .
- Mode fin de charge : ce cas de figure a lieu lorsque le SSE atteint sa limite de tension maximale  $v^{sse,max}$ , en charge. Le LC doit dans ce cas interdire la charge du SSE, pour le protéger des surcharges et veiller à ce qu'il fonctionne dans de bonnes conditions. Le LC doit alors réguler la tension du SSE,  $v_t^{sse}$  à la valeur  $v^{sse,max}$ . Le courant absorbé permettra de maintenir la charge du SSE à tension constante égale à  $v^{sse,max}$  et ainsi ne pas endommager le SSE. Dans ce mode, le convertisseur a un rôle de chargeur et assure une fonction de BMS. Ce mode se déclenche dès que la tension du SSE atteint  $v^{sse,max}$ . Logiquement dans ce mode, le convertisseur n'assure plus la régulation du bus.
- Mode saturation : Le LC doit maintenir les valeurs de courant dans les limites minimale ou maximale. Dans ce cas le LC n'assure pas la régulation de la tension du bus mais limite le courant de charge ou de décharge du SSE.

Ils assurent l'adaptation des niveaux de tension entre les SSE et le bus DC, tout en régulant la tension du bus en mode VSC mais également assurent la limitation du courant et le bon fonctionnement de la charge et de la décharge des SSE. Les convertisseurs doivent donc être capables de remplir les fonctions suivantes :

- Assurer la réversibilité en courant pour permettre la décharge et la charge du SSE.
- Adapter le niveau de tension du SSE  $v_t^{sse}$  variant entre  $[v^{sse,min}; v^{sse,max}]$  pour l'élever vers le niveau de tension du bus DC  $v_t^{bus}$  variant entre  $[v^{bus,min}; v^{bus,max}]$ . Réciproquement, il devra adapter le niveau de tension du bus pour l'abaisser vers le niveau de tension du SSE.
- En mode "fin de charge", le convertisseur doit assurer la régulation de la tension du SSE  $v_t^{sse}$  à la valeur  $v^{sse,max}$  et ainsi limiter la charge du SSE pour ne pas l'endommager. Quand le convertisseur assure cette fonction, il n'assure plus la régulation de la tension



du bus mais gère les protocoles de charges et de décharge des SSE et garantit les limites de sécurité de fonctionnement.

- Assurer à chaque instant que le courant  $i_t^{sse}$  ne dépasse pas les courants limites de charge et de décharge respectivement  $i^{sse,min}$  et  $i^{sse,max}$  imposés dans les *datasheets* du SSE.
- Avoir un très bon rendement de conversion sur une large plage de fonctionnement, à la fois à basse tension et à faible courant, afin d'optimiser au maximum le transfert de puissance entre le SSE et le reste du micro-réseau.
- Assurer une connexion électrique sécurisée entre le SSE et le reste du micro-réseau.

D'un convertisseur à l'autre, ce sont les valeurs des correcteurs au sein des boucles de régulation qui seront différentes car ces paramètres vont dépendre des valeurs de consigne du SSE n°1 ou n°2 auxquels les convertisseurs sont connectés. Nous détaillons dans cette section comment nous avons réalisé un de ces convertisseurs, ne faisant plus la distinction entre SSE<sub>1</sub> ou SSE<sub>2</sub> mais en écrivant seulement SSE. La même méthodologie a été appliquée sur tous les convertisseurs, électriquement identiques, développés pendant le doctorat.

Plusieurs architectures de puissance vont pouvoir réaliser ces fonctions, il nous faut donc choisir la plus adaptée à notre application et développer le système de contrôle associé permettant de piloter les SSE et de réguler la tension du bus.

### 3.2 Réalisation du convertisseur DC/DC associé au SSE

Pour remplir les différents objectifs énoncés, il existe dans la littérature et dans l'industrie, de nombreuses architectures de convertisseurs DC/DC isolés et non isolés bidirectionnels en courant. Ces multiples structures de convertisseur sont associées à des lois de commande qui permettent de piloter les interrupteurs et de réaliser ainsi le contrôle envisagé pour l'application.

Une synthèse de ces topologies a été effectuée par Gorji et al. dans l'article de revue [181] dont est issue la figure II.13.

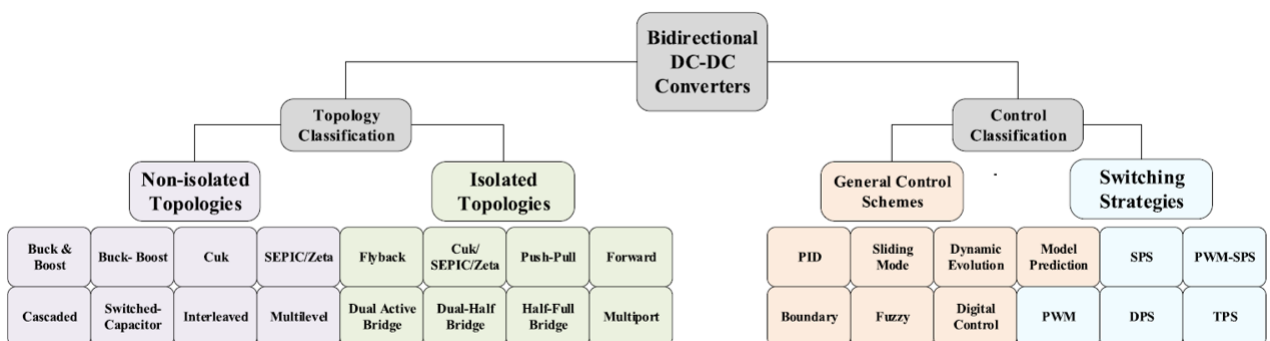


FIGURE II.13 – Synthèse des topologies et des techniques de contrôle des convertisseurs DC/DC [181]

Cette référence fait l'état de l'art des topologies DC/DC réversibles ou bidirectionnels en courant, aussi dites synchrones, et des convertisseurs isolés ou non-isolés. Les structures synchrones sont des convertisseurs avec des cellules de commutation bidirectionnelles constituées essentiellement d'interrupteurs commandés bidirectionnels. Ils vont alors assurer les fonctions de "diode de roue libre" avec des composants actifs commandés, tout en devant s'assurer du bon déroulement des commutations. Un des intérêts est, entre autres, la réduction des pertes dans la cellule de commutation. Ainsi, une cellule de commutation en mode synchrone, lorsque sont assurés le bon déroulement des commutations et la continuité du courant, garantit à la fois la réversibilité en courant et un rendement plus important qu'une structure avec un interrupteur à commutation spontanée.

En ce qui nous concerne, comme nous travaillons sur un banc expérimental à TBT, nous avons fait le choix de développer un convertisseur non isolé, n'ayant pas la nécessité d'avoir une isolation galvanique évitant ainsi d'ajouter des pertes supplémentaires à notre structure. Parmi les topologies d'architecture de convertisseurs statiques existantes, la plus mature et simple à mettre en oeuvre est la structure dite *boost* ou élévateur synchrone réversible, que nous retrouvons également dans la littérature et notamment dans l'article de Gorji et al. [181], comme la topologie *buck & boost*, à ne pas confondre avec la topologie *buck-boost*. Cette architecture va permettre d'abaisser la tension dans un sens et de l'élever dans l'autre (contrairement à un convertisseur *buck-boost* pouvant faire les deux dans un seul et même sens). La structure choisie fonctionne comme un convertisseur élévateur dans le sens de transfert de courant du SSE vers le bus et comme un convertisseur abaisseur dans l'autre sens. Cette structure a l'avantage d'utiliser peu de composants de puissance simplifiant la mise en oeuvre et l'étude des rendements en fonction de multiples paramètres (courant, tension, temps d'utilisation, températures, vieillissement, dispersion des paramètres technologiques, etc). L'autre intérêt est d'être en théorie plus fiable. Cette structure est schématisée en figure II.14.

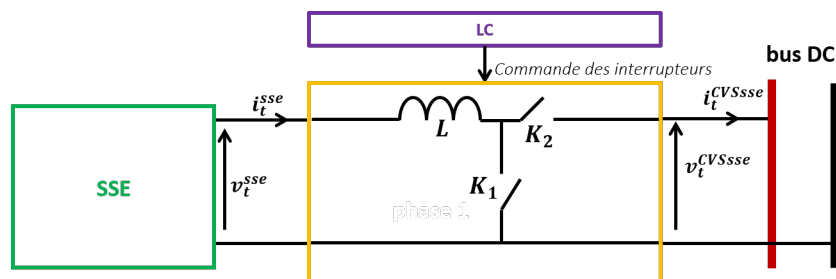


FIGURE II.14 – Schéma simplifié du convertisseur DC/DC *boost & buck* connectant un SSE au bus DC

Le rendement d'un convertisseur varie en fonction de la puissance transférée, du niveau de courant et de tension en entrée et en sortie. Un des objectifs quand nous développons un convertisseur est d'optimiser son rendement sur la plage de puissance d'utilisation. Le rendement d'une structure comme celle présentée en II.14 peut être amélioré en utilisant deux cellules de commutation structurées en multi-phases et commandées en "phases entrelacées", dit dans la

littérature mode *interleaving*. La réduction des pertes de ce type de structure et l'amélioration des performances d'efficacité sont largement validés par la communauté de l'électronique de puissance. En effet, les convertisseurs multi-phases sont une solution aujourd'hui largement adoptée dans les produits industriels. Nous pouvons parmi les nombreuses références existantes promouvant le développement des convertisseurs multi-phases citer par exemple les travaux [182, 183, 184, 185, 186, 187, 188]. Ces articles mettent en évidence les performances de ce type de structure et valorisent son utilisation notamment dans des applications de type EnR et SSE nécessitant des performances sur une large plage de fonctionnement. De ces références, deux modes de fonctionnement principaux se dégagent pour améliorer les performances par rapport à une structure monophasée.

- Le mode dit entrelacé ou *interleaved* : ce mode consiste à déphaser les signaux de commande des cellules de commutation de chaque phase. Dans un multi-phase à N phases, au moins deux phases jusqu'à N phases du convertisseur sont actives en même temps. Elles fonctionnent à la même fréquence de découpage, cependant les phases fonctionnent en commutation décalées/déphasées dans le temps d'une période divisée par le nombre de phases, N, tel que  $\frac{T_{dec}}{N} = \frac{2\pi}{N}$  [183]. Ce mode permet de réduire l'ondulation du courant inductif et donc réduit les valeurs de capacités de découplage en entrée et en sortie pour filtrer les courants et les tensions du convertisseur, limitant de plus les contraintes d'usure des composants. De plus, cela permet de limiter la taille des filtres d'entrée et de sortie du convertisseur. En divisant les courants entrants dans chaque phase par le nombre de phases, cette structure multi-phase permet aussi de réduire les pertes en conduction et commutation dans chaque phase et donc optimise le transfert global de puissance du convertisseur [186]. Pour toutes ces raisons, Gorji et al. [181] recense les convertisseurs *interleaved* comme un type de convertisseur à part entière dans la catégorie des convertisseurs DC/DC non-isolés.
- Les modes avancés : ces modes consistent à adapter le nombre de phases actives en même temps en fonction d'un objectif (optimiser le rendement sur toute la plage de puissance transférée, des aspects robustesse si la structure multi-phase est conçue pour fonctionner au-delà d'une phase défaillante, pour limiter les défaillances liées à la température de fonctionnement, augmenter la durée de fonctionnement, ...). Globalement, l'activation des phases est assujettie à des lois d'optimisation. Le mode avancé le plus connu consiste à régler le nombre de phases en mode entrelacé à la valeur du courant. Avec ce mode avancé, la structure optimise alors le rendement en fonction de la puissance transférée allant d'une faible valeur à la valeur nominale, en jouant sur le nombre de phases activées. Nous parlons alors de "*flat efficiency*". En ajustant le nombre de phases nécessaires au transfert de puissance, la structure permet de limiter les pertes globales du système [187, 189, 190]. Un autre mode avancé consistant à changer/alterner la phase active pour limiter le vieillissement global de la structure revient à limiter les contraintes sur les composants de chaque phase. Nous pouvons retrouver dans la littérature différentes techniques permettant d'adapter le nombre de phases actives en fonction de la puissance

[191, 192, 189, 193] et elles se retrouvent dans la littérature sous plusieurs noms comme l'*Active Phase Count control* ou *Adaptive Multi-Phase control*.

Dans le cadre de cette thèse et en lien avec les précédents travaux effectués au LAAS-CNRS sur les convertisseurs multiphases cités précédemment, nous avons choisi de développer pour le banc de test "mini-OPA" une interface entre le SSE et le bus à haut rendement avec l'aide d'un convertisseur biphasé. Les deux phases sont identiques, connectées en parallèle en entrée et en sortie et dimensionnées pour une puissance de 500W et un courant de 10A maximum, soit la moitié des valeurs du cahier des charges global du banc "mini-OPA". Dans un premier temps, nous avons réalisé ce convertisseur pour que celui-ci fonctionne tout le temps en mode entrelacé. La gestion du partage du courant entre les phases n'est pas, à ce stade, contrôlé. Nous supposons que ce partage se fait équitablement entre les deux phases bien que nous ne connaissions pas la valeur exacte du courant dans chaque phase mais uniquement celle du courant global. La structure choisie élève ou abaisse donc la tension suivant le sens du courant échangé, tout en présentant de bonnes performances en efficacité et un fonctionnement fiable et mature.

Le convertisseur réalisé est présenté figure II.15, le schéma électrique détaillé figure II.16 et l'ensemble des caractéristiques techniques des composants du convertisseur sont résumés dans le tableau II.3.

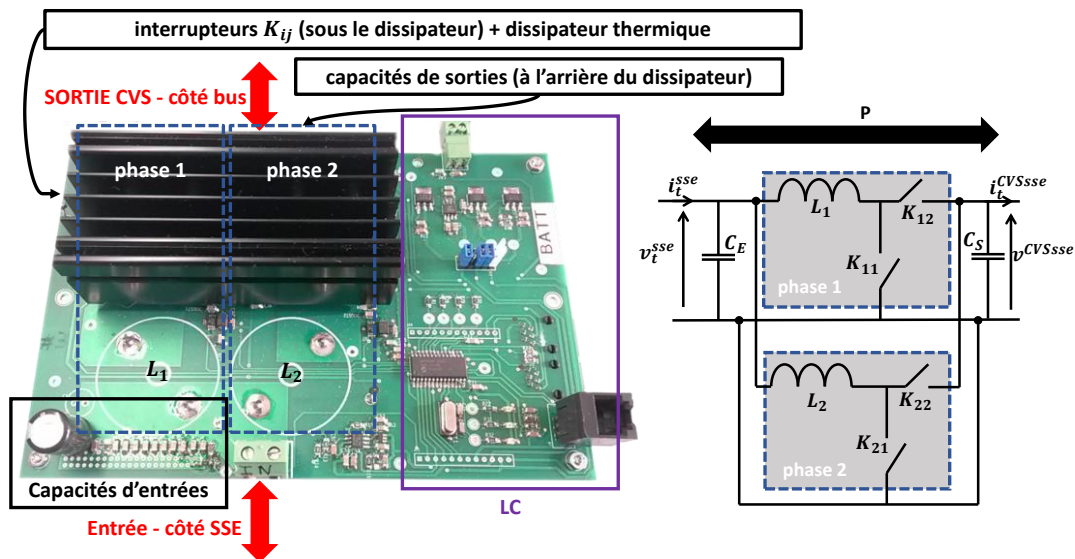


FIGURE II.15 – Carte électronique de l'ISBC réalisé et schéma électrique simplifié

En lien avec les dénominations que nous retrouvons dans la littérature [194], nous avons appelé cette structure de convertisseur un *Interleaved Synchronous Boost Converter* pour "convertisseur élévateur synchrone multiphases entrelacées" et nous la référençons dans la suite du manuscrit par ISBC. Le terme "synchrone" fait référence au fait que ce convertisseur bien que

fonctionnant en *boost* dans le sens SSE vers le bus, est bidirectionnel et peut donc fonctionner dans l'autre sens, où il sera alors en mode *buck*.

Le schéma électrique équivalent au circuit réel du convertisseur est représenté figure II.16. Sur cette figure, nous avons représenté l'ensemble des composants passifs ainsi que leurs résistances parasites occasionnant des pertes. Les inductances sont ainsi modélisées par une bobine idéale en série avec une résistance, soit  $r_{L1}$  et  $r_{L2}$  pour les bobines  $L_1$  et  $L_2$  des phases n°1 et n°2. Les capacités d'entrée et de sortie sont représentées en série avec une résistance  $r_{C_E}$  et  $r_{C_S}$ .

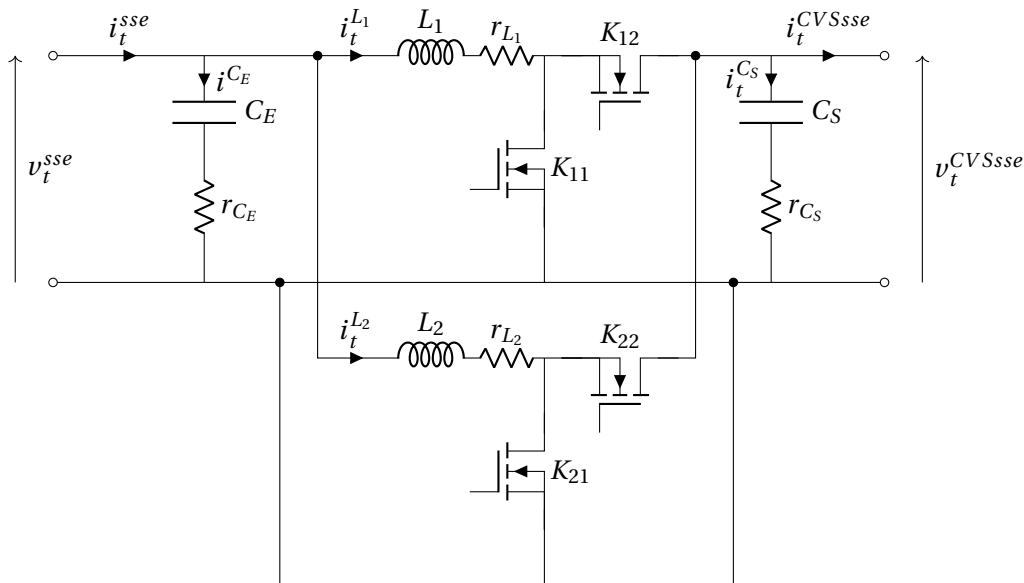


FIGURE II.16 – Schéma électrique de l'ISBC

TABLE II.3 – Valeurs des composants de l'ISBC

composant	valeurs <i>datasheets</i>	réf. technique
$L_1$ et $L_2$	100 $\mu H$	inductance Bourns 1140-101K-RC
$r_{L1}$ et $r_{L2}$	0.025 $\Omega$ max.	"
$C_E$ et $C_S$	470 $\mu F$	capacité électrolytique Panasonic ECA1JAM471X
$r_{C_E}$ et $r_{C_S}$	non spécifié	"
$K_{11}$ , $K_{12}$ , $K_{21}$ et $K_{22}$	(résistance de conduction 0.036 $\Omega$ )	MOSFET Infineon IRFP150MPbF

Dans notre cas, nous avons choisi d'utiliser comme interrupteurs les plus utilisés en électronique de puissance, des transistors à effet de champ à grille isolée, plus connus sous le nom de *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor* (MOSFET). Ce type d'interrupteur se prête particulièrement bien à notre application au regard des niveaux de puissance et de part leur structure possédant une diode structurelle antiparallèle assurant le bon fonctionnement des

commutations. Les quatre MOSFET utilisés sont identiques. Ces composants de commutations commandés permettent d'assurer la réversibilité de la structure, sans ajouter de composant, et sont connus pour présenter un bon compromis entre efficacité et coût.

Chaque phase notée  $i$ , n°1 ou n°2, possède sa propre inductance notée  $L_i$  et deux interrupteurs identiques constituant la cellule de commutation notés respectivement  $K_{ij}$  soit  $L_1, K_{11}$  et  $K_{12}$  pour la phase n°1 et  $L_2, K_{21}$  et  $K_{22}$  pour la phase n°2. Les interrupteurs indicés " $i2$ ", soit avec  $j$  égal à 2, remplacent les diodes généralement utilisées dans une structure *boost* conventionnelle et unidirectionnelle. Les deux inductances ont été placées au dos du convertisseur, au niveau des empreintes réalisées sur la face visible montrée figure II.15.

La convention choisie sur l'ensemble du micro-réseau est que le courant traversant le convertisseur est positif lorsque le SSE se décharge. Nous noterons donc que l'entrée du convertisseur correspond à la partie connectée au SSE et qu'il fonctionne alors en mode élévateur. Les composants de ce côté du convertisseur seront donc indicés "E". Les deux ports d'entrées sont connectés aux bornes du SSE. De ce côté de la carte électronique, nous pouvons observer les capacités de filtrage de l'entrée, réalisées par plusieurs capacités en parallèles et communes aux deux phases. La sortie du convertisseur est notée "S" et est connectée au bus DC. De même que pour l'entrée, nous retrouvons les capacités de filtrage communes sur les bornes de sortie du convertisseur. Lorsque le SSE se charge, le convertisseur fonctionne en mode abaisseur (*buck*), le courant qui le traverse est considéré négatif et circule réellement du côté noté "S" vers le côté du convertisseur noté "E", donc vers les SSE.

### 3.3 Principe du contrôle rapproché du convertisseur développé et mise en oeuvre

Une fois l'architecture de puissance définie, nous avons défini et implanté les lois de contrôle sur le micro-contrôleur DSPIC33 situé sur chaque carte de convertisseur. Nous avons calculé les correcteurs nécessaires aux boucles de régulation qui génèrent la commande choisie pour piloter les interrupteurs de la structure. Les détails de la démarche scientifique permettant de calculer ces régulations sont donnés en annexe B.

#### 3.3.1 Techniques de contrôle et de commande

D'après II.13 et les travaux de synthèse des architectures de puissance des convertisseurs dans les micro-réseaux DC de Gorji et al. [181], les auteurs proposent une synthèse des techniques de contrôle implémentées au plus proche du convertisseur pour réaliser le contrôle des variables comme les tensions d'entrée ou de sortie, les courants d'entrée ou de sortie, en fonction de l'objectif de la régulation. La commande conçue à l'aide de ces techniques de contrôle correspond à évaluer les rapport(s) cyclique(s) du ou des interrupteurs présents dans la structure. Pour passer d'un rapport cyclique à la mise en oeuvre des signaux de commande réels qui pilotent au plus près les interrupteurs, les auteurs donnent, dans la catégorie *control classification*, les *general control schemes* et une synthèse de ce qu'ils appellent les *switching strategies* qui

représente les méthodes pour mettre en oeuvre les signaux pilotant les interrupteurs une fois la commande générée. Les auteurs répertorient, expliquent et comparent les principales techniques de contrôle et les stratégies de commutation se basant sur plus de 120 références.

Parmi les correcteurs répertoriés, le correcteur classique le plus couramment utilisé, de par sa simplicité, son faible coût de calcul et sa fiabilité, est de type *Proportional-Intégral-Derivative* (PID) en associant deux à trois des fonctions respectives nommées Proportionnelle, Intégrale et/ou Dérivée [195, 196]. La plupart du temps, et pour la plupart des structures de convertisseurs statiques DC/DC, le correcteur de base associe uniquement les fonctions Intégrale et Proportionnelle et est dit alors "correcteur PI". Ce type de correcteur est fiable et simple en termes d'implémentation. Il permet d'obtenir un bon compromis entre l'accélération de la réponse du système et l'intégration de l'erreur de position entre la consigne et la réponse réelle pour obtenir rapidement une erreur statique nulle. C'est ce type de correcteur que nous avons choisi de développer pour réaliser le contrôle-commande dans le LC au niveau du convertisseur, est basique mais à l'intérêt d'être suffisamment généraliste pour ensuite permettre de tester différentes techniques de gestion *on-line* et *off-line*. Nous ne rechercherons pas à réaliser des LC avancés, à priori plus performants qu'un PI, car ces aspects ne font pas partie des priorités de cette thèse. Nous avons préféré privilégier l'analyse des performances de la stratégie de gestion complète apte à gérer un micro-réseau complet.

La technique de commutation dite de *Pulse With Modulation* (PWM), en français Modulation à Largeur d'Impulsion (MLI), est la plus courante et est reconnue pour ses propriétés d'implémentation rapides et simples en termes de mise en oeuvre via le rapport cyclique et les signaux réels des interrupteurs. Cette technique permet facilement de réaliser des signaux complémentaires et des temps morts entre les signaux.

### 3.3.2 Boucles de régulation mises en oeuvre

Nous réalisons un PI pour chaque boucle de contrôle et quatre signaux MLI complémentaires deux à deux pour piloter les cellules de commutation. Pour fonctionner en mode entrelacé, les signaux MLI envoyés sur  $K_{11}$  et  $K_{21}$  ont le même rapport cyclique,  $\alpha$  mais sont déphasés d'une période de découpage (notée  $T_{dec}$ ) divisée par le nombre de phases du convertisseur. Chaque phase de l'ISBC fonctionne donc avec deux signaux MLI complémentaires et un temps mort entre les deux pour éviter les court-circuits. Les signaux MLI de commande de  $K_{11}$  et de  $K_{12}$  pour la phase n°1 sont en décalage d'une demi période de découpage ( $\frac{T_{dec}}{2}$ , équivalent à un déphasage de  $\pi$  ou  $180^\circ$  entre les deux phases) par rapport au couple de signaux commandant  $K_{21}$  et  $K_{22}$ .

L'idée est d'implanter deux asservissements de tension différents. Le premier permet de réguler la tension  $v_t^{CVSsse}$ , lorsque l'ISBC est en mode VSC et le deuxième permet de réguler la tension du SSE,  $v_t^{sse}$ , lorsque l'ISBC est en mode fin de charge. Ainsi, le convertisseur pourra fonctionner avec l'une ou l'autre de ces régulations selon le point de fonctionnement du micro-réseau.

Les variables de contrôle sont :

- Le signal de **commande** qui est le rapport cyclique  $\alpha$ .
- Les signaux à asservir, qui sont soit **la tension du SSE** ( $v_t^{sse}$ ), soit **la tension du convertisseur côté bus DC** ( $v_t^{CVSsse}$ ), mesurées sur la carte via deux ponts diviseurs de tension placés en entrée et en sortie du convertisseur.
- Les **consignes** de chaque régulation qui sont  $v^{sse,max}$  et  $v^{bus*,sse}$  (envoyées via l'I<sup>2</sup>C depuis le PMS dans le superviseur).
- Le courant à limiter lors des deux régulations qui est **le courant du SSE**,  $i_t^{sse}$ , qui doit être compris à chaque instant entre  $i^{sse,min}$  et  $i^{sse,max}$ .

Le schéma de principe du LC conçu puis implanté dans le micro-contrôleur DSPIC33 est représenté figure II.17.

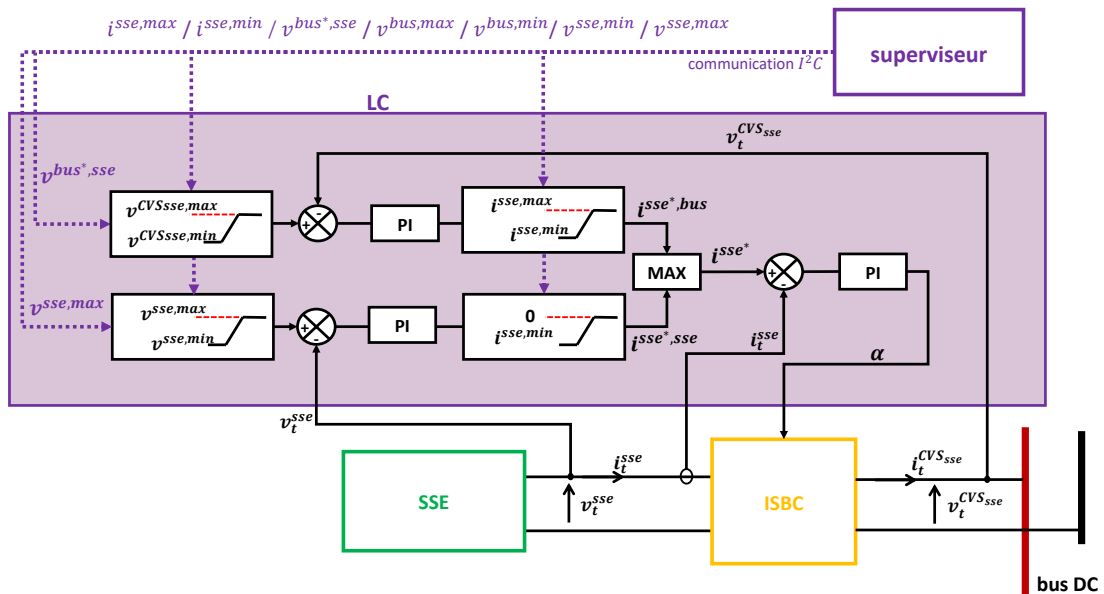


FIGURE II.17 – Stratégie de contrôle du LC et schéma de ses interactions avec le PMS

Le contrôle en mode VSC consiste à asservir la tension de sortie  $v_t^{CVSsse}$  à  $v^{bus*,sse}$  à partir du rapport cyclique  $\alpha$  tout en s'assurant de limiter le courant du SSE,  $i_t^{sse}$  et, doit pouvoir fonctionner en mode charge et en mode décharge du SSE.

En décharge, l'ISBC fonctionne en élévateur de tension. Une technique bien connue en électronique de puissance pour piloter la tension de sortie d'un *boost* consiste à réaliser deux boucles imbriquées de régulation : une première boucle dite boucle interne contrôlant le courant traversant le convertisseur à travers le rapport cyclique et une deuxième boucle dite externe contrôlant la tension en pilotant le courant traversant le convertisseur [197, 198]. Cette méthode



plus connue sous le nom de boucle de tension pilotée ou guidée en courant ou encore de boucles courant/tension imbriquées est largement utilisée pour piloter la tension de sortie d'un convertisseur élévateur. Elle se base sur l'hypothèse largement prouvée que la dynamique de la boucle de régulation du courant sera plus rapide que celle de la boucle de tension. La boucle d'asservissement du courant est donc transparente pour la boucle de tension. La régulation revient alors à piloter la tension à partir du courant. La boucle de tension va donner la référence de courant qui est asservi par la boucle interne. Cette technique a deux avantages. Premièrement, elle permet des variations douces du courant en s'assurant que le courant est quand même contrôlé et pas juste limité, contrairement à d'autres modes de régulation où le courant est limité à partir du moment où la consigne de tension est atteinte sans vraiment avoir connaissance de sa dynamique temporelle. Le deuxième avantage est que cela permet de découpler la modélisation du système en deux fonctions de transfert distinctes. Une première représente le comportement du courant en fonction du rapport cyclique et une seconde représente la tension en fonction du courant. En découplant la modélisation du système, cela évite de retrouver dans l'expression de la fonction de transfert classique de la tension de sortie en fonction du rapport cyclique d'un *boost* un "zéro dans le demi plan droit" ou *right-half plane zero*, dans le plan complexe impliquant un comportement à non minimum de phase [198] présentant un risque d'instabilité.

Pour réaliser les deux asservissements de tension, nous faisons donc :

- Le **contrôle de la tension du bus** avec une boucle de tension pilotée en courant. Cette première boucle de tension régule  $v_t^{CVSSse}$  à  $v^{bus*}$  et fournit une consigne de courant à la boucle de courant. Celle-ci régule le courant en modifiant  $\alpha$ .
- Le **contrôle de la tension du SSE** avec le même principe de contrôle que précédemment, en utilisant  $i_t^{sse}$  pour piloter  $v_t^{sse}$ . Comme cette méthode permet de maîtriser le courant, et que des correcteurs sont déjà calculés pour la régulation du courant  $i_t^{sse}$  précédemment, nous pouvons réutiliser une partie du régulateur mis au point précédemment et n'avoir qu'à calculer le nouveau correcteur pour la boucle de tension.

Pour élaborer ces boucles d'asservissement et ainsi réaliser le calcul des paramètres des correcteurs, nous avons fait une série d'hypothèses expliquées en annexe B. Nous avons, en autres, considéré que piloter les boucles de tension avec le courant  $i_t^{sse}$  revenait au même que piloter les boucles de tension avec le courant traversant l'inductance, puisque celui-ci est égal à  $i_t^{sse}$  filtré et que les deux ont la même valeur moyenne. D'autre part, nous ne prenons pas en compte le filtre d'entrée de la structure ISBC. Une des méthodes courantes pour calculer les paramètres d'un correcteur est d'effectuer une modélisation moyenne dite "petit signal" comme réalisée assez communément dans la littérature [199, 198, 197]. Ainsi, les fonctions de transfert des variables d'état du système sont calculées en Boucle Ouverte (BO), puis en Boucle Fermée (BF) afin de calculer les valeurs des paramètres des correcteurs PI et d'observer leurs performances pour assurer un bon compromis entre stabilité et temps de réponse.

Le schéma II.18 illustre le principe des deux régulations en tension effectuées grâce à la boucle de courant imbriquée, où  $BO^I$ ,  $BO^{bus}$  et  $BO^{sse}$  représentent les fonctions de transfert des systèmes étudiés en BO autrement dit, le rapport entre l'entrée et la sortie de chaque bloc.

Pour réaliser l'asservissement des deux tensions, nous allons donc réaliser trois boucles de contrôle, avec trois correcteurs PI : deux boucles de tension avec une boucle de courant imbriquée commune et unique puisque le même courant  $i_t^{sse}$  est utilisé pour les deux boucles de tension. Nous réalisons l'asservissement de la tension côté bus DC,  $v_t^{CVSsse}$ , avec le courant d'entrée  $i_t^{sse}$  pour atteindre la tension de consigne  $v^{bus^*,sse}$ . Nous appelons cette régulation, la boucle de tension du bus. Nous réglons la tension du SSE,  $v_t^{sse}$ , avec le courant du SSE  $i_t^{sse}$  à la consigne  $v^{sse,max}$ . Nous appelons cette régulation, la boucle de tension du SSE. Enfin, nous réalisons une troisième boucle qui permet de réguler le courant  $i_t^{sse}$  à partir du rapport cyclique  $\alpha$ , à la consigne  $i^{sse^*}$ .

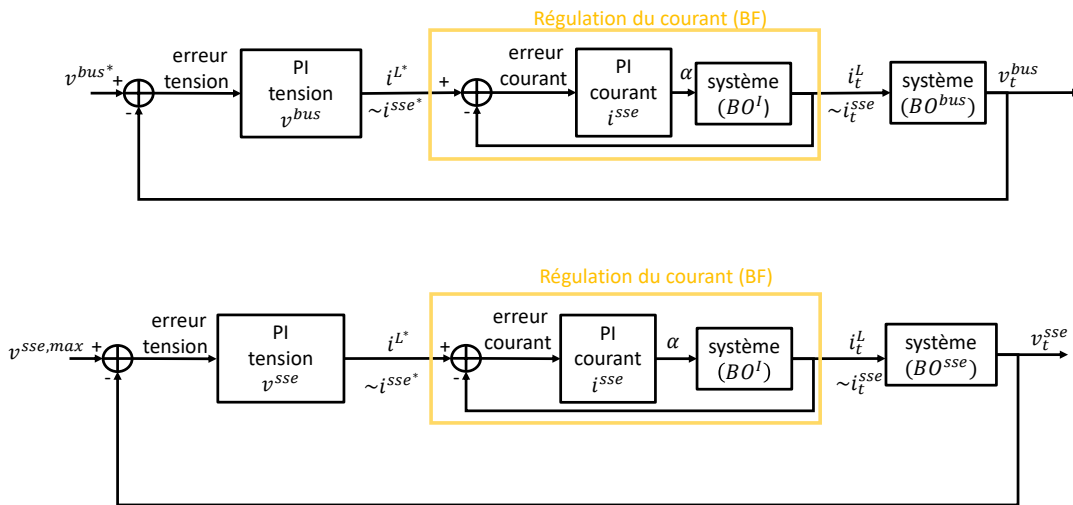


FIGURE II.18 – Principe des deux boucles d'asservissement imbriquées courant/tension

Le calcul des correcteurs PI pour chacune de ces boucles de tension et de courant, ainsi que toute la démarche scientifique et les hypothèses réalisées pour calculer les paramètres de ces trois correcteurs PI sont détaillées en annexe B. Comme l'idée était de proposer un banc qui permette de connecter différents types de SSE, nous avons réalisé plusieurs codes permettant de calculer de manière automatique les paramètres des correcteurs en fonction du SSE choisi. Ces codes ont été développés sur Matlab/Simulink, de même que l'étude des correcteurs en simulation.

Il s'agit maintenant de savoir comment vont interagir les deux boucles de tension et comment choisir entre les deux consignes de courant distinctes générées par chaque boucle de tension,  $i^{sse^*,bus}$  générée par la boucle de tension du bus et  $i^{sse^*,sse}$  générée par la boucle de tension du SSE. Se pose alors la question de comment passer d'une régulation en tension à l'autre, soit du

mode VSC au mode fin de charge. La figure II.17 présentant le contrôle global du LC réalisé montre que le choix a été de prendre le maximum entre les deux consignes de courant générées à chaque fois.

Chacune des boucles de tension, du bus ou du SSE, a son propre correcteur PI et génère sa propre consigne en courant, qui permet d'atteindre la tension souhaitée. Comme la consigne en courant calculée par la boucle de tension du SSE, cette consigne sera forcément négative ou nulle, étant données les conventions que nous avons choisies, pour que le courant calculé permette d'atteindre  $v^{sse,max}$  et donc pour charger le SSE. Il y a trois cas possibles :

- La consigne de courant générée par la boucle de tension du bus est positive : cela veut dire que pour réguler la tension du bus, le SSE doit se décharger (contrairement à celle générée par la boucle de tension du SSE). Si la consigne de courant générée par la boucle de tension du bus est positive, le convertisseur va fonctionner en mode *boost* et devenir le VSC du micro-réseau.
- La consigne de courant générée par la boucle de tension du bus est négative et supérieure à la consigne de courant générée par la boucle de tension du SSE : cela signifie qu'en valeur absolue, il faut plus de courant dans le SSE pour que celui-ci atteigne la tension  $v^{sse,max}$  que pour réguler la tension du bus. La priorité revient donc à la boucle de tension du bus, puisque cette action n'entrave pas la sécurité de fonctionnement du SSE.
- La consigne de courant générée par la boucle de tension du bus est négative et inférieure à la consigne générée par la boucle de tension du SSE : cela signifie qu'en valeur absolue, il faut que le SSE absorbe plus de courant pour réguler le bus qu'il ne peut avant d'atteindre  $v^{sse,max}$ . Il faut donc conserver la consigne générée par la boucle de tension du SSE qui assure que le SSE sera chargé, à tension constante, et donc en limitant le courant.

Cela revient donc, à chaque fois, à choisir la consigne de courant maximale entre les deux valeurs de courant générées par chaque boucle de tension et à fixer  $i^{sse*}$  à cette valeur, comme illustré figure II.17. Nous vérifions en amont que les consignes de tension sont bien dans les bornes  $[v^{bus,min}, v^{bus,max}]$  pour  $v^{bus*,sse}$  et  $[v^{sse,min}, v^{sse,max}]$  pour  $v^{sse,max}$ . Une fois la valeur de  $i^{sse*}$  déterminée, le PI dédié à la boucle de courant calcule le rapport cyclique nécessaire à la régulation du courant. Nous vérifions pour chaque boucle de tension que les consignes de courant potentielles sont bien dans les intervalles imposés. Si les consignes dépassent les bornes imposées par le superviseur, alors celles-ci sont fixées à la limite la plus proche. Dans ce cas, le courant fourni par le SSE ou injecté dans le SSE (depuis le bus) ne sera pas suffisant pour assurer la régulation de tension voulue. Dans le sens de la décharge du SSE, cela signifie que le SSE ne peut pas fournir suffisamment de courant pour réguler la tension du bus. Dans le sens de la charge, cela signifie que le courant de charge n'est pas suffisant pour permettre de réguler la tension du bus ou n'est apte à maintenir la tension du SSE à la consigne  $v^{sse,max}$ .

Le programme réalisé et implanté dans le micro-contrôleur DSPIC33 exécute bien les trois boucles de manière séquentielle, comme le montre le schéma II.19.

Le micro-contrôleur DSPIC33 effectue la lecture des acquisitions des ADC à la fréquence

de découpage  $f_{dec}$  inverse de la période  $T_{dec}$ . Il y a trois grandeurs à mesurer,  $v_t^{bus}$ ,  $v_t^{sse}$  et  $i_t^{sse}$ , donc trois acquisitions à effectuer.

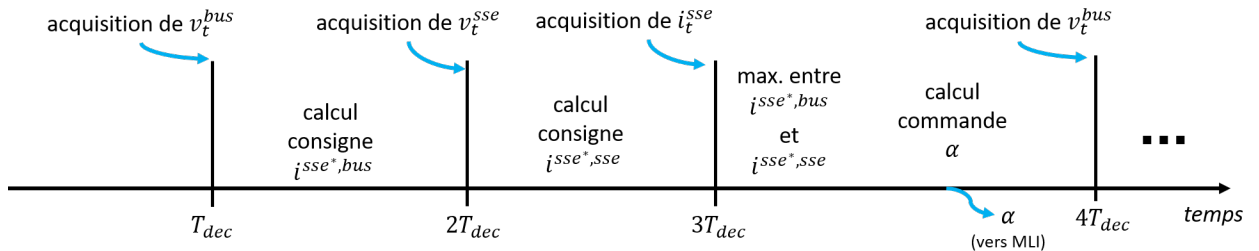


FIGURE II.19 – Explication de l'ordre de calcul des trois boucles de régulation dans le temps

Pour une série complète d'acquisition, trois périodes de découpage sont nécessaires. Une fois l'acquisition de la mesure de tension  $v_t^{bus}$  réalisée (via l'ADC du DSPIC33), la boucle de tension du bus calcule une première valeur de consigne  $i^{sse*,bus}$ . Ensuite, le calcul de la boucle de tension du SSE est effectué suite à l'acquisition de la mesure de  $v_t^{sse}$ . Cette boucle de tension fournit une deuxième valeur de consigne en courant  $i^{sse*,sse}$ . Enfin, la troisième acquisition faite à  $3T_{dec}$ , permet une comparaison entre la plus grande des deux consignes de courant calculées précédemment, et ainsi la série de calcul se termine par le calcul de la commande  $\alpha$  grâce au correcteur PI de la boucle en courant.  $\alpha$  est donc recalculé tous les  $3T_{dec}$  (ou à la fréquence  $\frac{1}{3T_{dec}}$ ). Cette commande  $\alpha$  est envoyée aux quatre sorties MLI du micro-contrôleur DSPIC33 pour piloter les interrupteurs de chaque phase de l'ISBC.

L'ensemble de la mise en oeuvre numérique des boucles et de la discrétisation du calcul des correcteurs, pour l'implantation numérique dans le micro-contrôleur DSPIC33, est expliqué en annexe B.

Nous rappelons que c'est le superviseur qui envoie les informations sur les valeurs limites de tension et de courant ainsi que la consigne de tension du bus, bien que celle-ci soit également initialisée en local dans le micro-contrôleur. Ainsi, nous avons le choix de pouvoir modifier les limites et la consigne  $v^{bus*,sse}$  du LC avec l'aide du superviseur à travers le système de communication ou bien garder les valeurs implantées par défaut dans le micro-contrôleur DSPIC33 de chaque ISBC. Si les limites et les seuils de régulation sont modifiés par le superviseur, un délai de cinq secondes ( $t_{com}$ ) est nécessaire entre deux changements de valeurs. Le superviseur peut ainsi interdire, limiter ou autoriser la charge et la décharge d'un SSE en temps réel et/ou selon une gestion externe (EMS). De plus, nous rappelons que, telle qu'elle a été conçue pour l'instant, la boucle de tension du bus impose  $v^{CVSsse}$ . Par conséquent, nous régulons ici la tension du bus à la valeur de consigne  $v^{bus*,sse}$  aux chutes de tension dans les câbles entre le convertisseur et le bus près.

### 3.3.3 Validation du contrôle local

Pour valider le fonctionnement du LC décrit précédemment, nous avons réalisé un test avec un seul SSE, sur le banc "mini-OPA". Une fois les correcteurs calculés, nous avons donc procédé à un test, en dehors du fonctionnement du banc "mini-OPA", permettant de vérifier que les deux boucles de tension et la boucle de courant imbriquées fonctionnent bien. Nous avons dans ce cas travaillé manuellement, en activant et en éteignant la source ou la charge programmables afin d'observer les dynamiques rapides liées à la régulation du LC, au plus proche du convertisseur et avec les limites et les consignes implantées en local dans chaque micro-contrôleur. Nous avons observé les signaux de courant et de tension au plus proche du convertisseur à l'aide de l'oscilloscope Tektronix DPO7104, en utilisant des sondes de tension connectées en entrée et en sortie de l'ISBC et une sonde de courant. Le SSE auquel est connecté l'ISBC, dans ce cas, correspond à un pack de 6 SC Maxwell BMOD0058 de 58F et 16V, constitué de deux branches parallèles de trois SC en séries et correspondant à une capacité totale de 38.7F.

La figure II.20 montre la capture d'écran prise depuis l'oscilloscope lors du test pour valider les performances du LC développé.

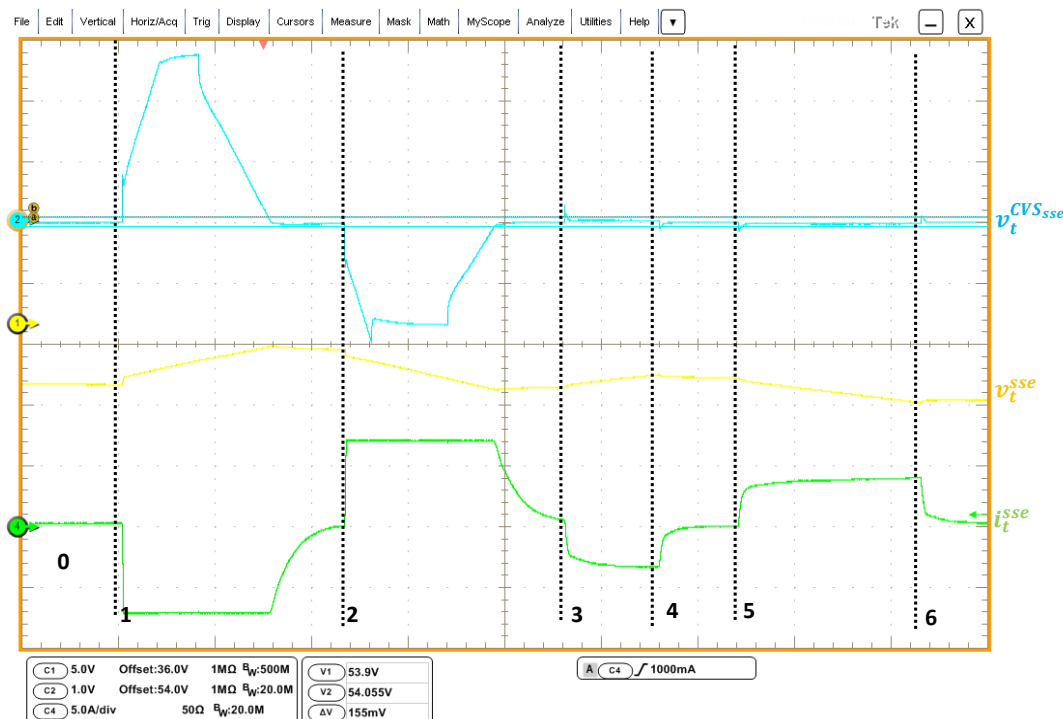


FIGURE II.20 – Validation du LC développé et du fonctionnement des trois boucles d'asservissement

À l'état "0" Ni la charge ni la source ne sont allumées.

À l'état "1" Nous allumons la source, qui se met alors à débiter un courant supérieur au courant

maximum de charge du SSE,  $i^{sse,min}$  (en valeur absolue). Nous pouvons voir que l'ISBC rentre en saturation de courant et limite le courant à la valeur  $i^{sse,min}$ . Alors, le SSE se charge au courant maximum, sa tension  $v_t^{sse}$  augmente mais le LC ne peut pas réguler la tension de sortie côté bus DC, car il est en limite de courant de charge. La tension du bus augmente jusqu'à atteindre la tension maximale de la source. Puis, nous avons ensuite éteint la source.

**À l'état "2"** Nous allumons la charge qui fait alors un appel de courant supérieur à  $i^{sse,max}$ . Le SSE se décharge au courant maximum, il est en limitation de courant. Le SSE se décharge, sa tension diminue mais il n'est pas en mesure d'asservir la tension côté bus DC. Celle-ci diminue jusqu'à atteindre le seuil de tension minimum du bus DC. Ensuite, nous éteignons la charge.

**À l'état "3"** Nous réactivons l'alimentation qui fournit cette fois un courant inférieur, en valeur absolue, au courant  $i^{sse,min}$ . Le SSE se charge au courant fourni par l'alimentation à travers l'ISBC et le LC régule la tension  $v^{CVSsse}$  à la valeur  $v^{bus*,sse}$  égale à 54V. Le SSE se charge, sa tension  $v_t^{sse}$  augmente.

**À l'état "4"** Nous allumons la charge qui va demander un courant égal au courant débité par la source. Le LC continue de réguler la tension de sortie de l'ISBC, côté bus DC, mais à un courant quasiment nul.

**À l'état "5"** Nous éteignons la source, la charge continue de demander du courant. Le LC poursuit la régulation, mais cette fois en fournissant le courant consommé par la charge. Le SSE se décharge, sa tension diminue.

**À l'état "6"** Nous éteignons la charge et revenons à l'état d'équilibre autour d'un courant nul.

Nous observons que le fonctionnement du LC est cohérent avec le fonctionnement prévu, cependant un écart d'environ 160mV entre la consigne et la mesure de tension est observé. Nous avons vérifié que cet écart ne venait pas des correcteurs car l'erreur s'annule bien. Nous en avons conclu que cet écart peut venir potentiellement de la conversion analogique/numérique des ADC lors de l'acquisition des mesures et/ou de la discrétisation et du calcul des boucles de régulation en nombre entier. Il serait pertinent pour valider ces hypothèses de poursuivre cette étude en utilisant un autre type de micro-contrôleur présentant plus de précision et de capacité de calculs. Nous avons commencé cette analyse en remplaçant le DSPIC33 par un micro-contrôleur de type STM32 mais n'avons pas encore pu mener à terme ce changement. De plus, le choix de changer de micro-contrôleur vers un plus puissant en termes de calcul et de capacité fonctionnelle nous permettrait de remplacer le protocole de communication I<sup>2</sup>C avec le superviseur par un protocole de type SPI ou RS232, plus fiables et plus rapides. De même, cela nous permettrait de réaliser plus de fonctions à l'intérieur du micro-contrôleur au sein du LC, comme par exemple intégrer toutes les fonctionnalités de type BMS et ajouter un algorithme de gestion des phases actives pour suivre une loi de faible pertes et des lois de robustesse et de longévité de durée d'utilisation. Cela pourrait également permettre une gestion des temps morts

en fonction du niveau de courant et de la température et ouvrir à plus de dialogue d'un LC à un autre pour réfléchir à des stratégies de gestion distribuées.

Nous avons validé le fonctionnement du LC et des convertisseurs de type ISBC réalisant l'interface entre le bus DC et les SSE. Nous avons expliqué le fonctionnement global du banc de test "mini-OPA" réalisé et l'interaction entre les LC et le superviseur. Dans la dernière section de ce chapitre, nous présentons les principaux résultats de fonctionnement global du banc pour deux scénarios différents.

## 4 Validation du fonctionnement du banc de test réalisé

Nous validons dans cette dernière section le fonctionnement global du banc dans le cas d'un test avec deux SSE, que nous décrivons rapidement. Puis, nous montrons des résultats dans le cas d'un fonctionnement avec un seul SSE. Nous présentons les conditions de tests et la méthode en cours de test pour limiter la charge ou la décharge de SSE n°1, puis nous expliquons et discutons les résultats obtenues.

### 4.1 Description des protocoles de tests réalisés pour validation du fonctionnement global du banc "mini-OPA"

Pour réaliser un test, il faut suivre les étapes de réglages décrites en section 2. Il s'agit des étapes d'initialisation du banc, pour s'assurer que l'ensemble des communications et des sécurités sont enclenchées.

Une fois ces étapes validées, nous rentrons les deux profils de puissance  $p_t^{pv*}$  et  $p_t^{ch*}$  issus de la base de données du bâtiment Adream. Le pas de temps de la base de données du bâtiment Adream est de  $\Delta t_{BD}$  égal à une minute, mais la durée d'un test peut être adaptée en réglant  $\Delta t_{emu}$ .

Les données utilisées pour émuler la production PV sont issues de mesures d'une partie de la production PV du bâtiment Adream. Nous avons principalement pour les travaux réalisés dans la thèse, utilisé les profils de puissance active mesurés en sortie d'un des onduleurs (dans notre cas l'onduleur SOLIVIA 3). Le profil de puissance émulée implanté dans l'alimentation peut donc être considéré comme la puissance maximale fournie par un convertisseur DC/DC doté d'une commande MPPT (optimiseur dans le cas d'un réseau LVDC).

Les profils de consommation dans les deux tests présentés varient d'un scénario à l'autre. Nous avons en effet au cours de cette thèse utilisé plusieurs profils pour les tests expérimentaux. Le profil utilisé pour les deux tests présentés dans cette partie sera expliqué en amont des résultats, mais les types de profils des besoins étudiés représentent des consommations réelles ou simulées typiques de charges DC. Pour la consommation de l'éclairage par exemple, nous avons à notre disposition une grande quantité de données du bâtiment Adream enregistrées depuis 2012 qui apportent une grande richesse de profils.

Nous envoyons donc, pour chaque test, un profil de puissance de consommation et un profil de production.

Après une phase d'initialisation de l'état de la batterie, que nous décrivons dans l'annexe A, le test se lance. Le superviseur va piloter les SSE en changeant les valeurs des courants  $i^{sse_x,min}$  et  $i^{sse_x,max}$ .

**Limitation de l'état de charge du SSE n°1 testé** Nous rappelons qu'au cours du test, le courant du SSE n°1,  $i_t^{sse1,W}$  est intégré toutes les cinq secondes ( $t_{com}$ ) afin de mettre à jour la quantité de charge restante dans le SSE n°1. Cette variable est appelée l'état de charge ou *State of Charge* (SoC)<sup>2</sup> du SSE. Sur le banc "mini-OPA", la valeur du SoC du SSE n°1,  $SoC_t^{est,W}$ , est estimée d'après les équations II.4 en charge et II.5 en décharge. Ce calcul est réalisé par le superviseur à partir de la mesure du courant des wattmètres,  $i_t^{sse1,W}$ , considéré négatif en charge, et de  $\eta_F$  et  $C_n$ , respectivement le rendement faradique<sup>2</sup> constant compris entre 0 et 1 et la capacité nominale<sup>2</sup> du SSE n°1 exprimée en Ampère-heure (Ah). Ces constantes sont rentrées par l'utilisateur en début de test.

Le SoC représente dans ce cas l'évolution de la quantité de charge dans le SSE n°1 en fonction de sa capacité nominale  $C_n$  qui correspond à une donnée fournie par les constructeurs. Plus  $SoC_t^{est,W}$  est grand, plus le SSE n°1 est chargé. Plus il est faible, plus le SSE n°1 est déchargé.

$$SoC_{t+1}^{est,W} = SoC_t^{est,W} - \frac{\eta_F * i_t^{sse1,W} * \frac{t_{com}}{3600}}{C_n} \quad (II.4)$$

$$SoC_{t+1}^{est,W} = SoC_t^{est,W} - \frac{i_t^{sse1,W} * \frac{t_{com}}{3600}}{C_n} \quad (II.5)$$

Nous rappelons que le courant du SSE  $i_t^{sse}$  par rapport à la convention que nous avons choisi est négatif en charge. Celui-ci peut varier entre  $[i^{sse,min}, i^{sse,max}]$ , comme nous l'avons déjà dit dans les parties précédentes. Donc, si pendant le test, le SoC estimé  $SoC_t^{est,W}$  du SSE n°1, dépasse l'une ou l'autre des bornes spécifiées par l'utilisateur en début de test,  $SoC^{min}$  ou  $SoC^{max}$  alors les limites en courant minimale et maximale,  $i^{sse_x,min}$  et  $i^{sse_x,max}$ , soit respectivement le courant maximum en charge et le courant maximum en décharge (en valeurs absolues), sont forcées à zéro et la charge ou la décharge du SSE n°1 sera interdite. Si  $SoC_t^{est,W}$  atteint le seuil  $SoC_{max}$  alors  $i^{sse1,min}$  sera mis à zéro et la charge du SSE n°1 sera interdite ; si  $SoC_t^{est,W}$  atteint le seuil  $SoC_{min}$  alors  $i^{sse_x,max}$  sera mis à zéro et par conséquent la décharge du SSE n°1 interdite.

**Émulation de la connexion au réseau** Dès lors que les consignes envoyées par le superviseur à la charge ou à la source ne sont pas suivies, cela signifie que l'équilibre entre consommation et

2. Notions définies dans le chapitre III.



production ne peut pas être respecté, malgré la présence des SSE. Cette situation implique que soit la source soit la charge doivent réguler la tension du bus et assurent respectivement le rôle de VSC du micro-réseau. Dans cette situation, la source ou la charge ne suivent plus leurs consignes d'émulation respectives, imposées par le superviseur. En présence d'une connexion au réseau principal, la différence entre la puissance mesurée et la consigne de la source programmable correspondrait à la puissance en surplus injectée sur le réseau (revendue au réseau) et la différence entre la consommation et la consigne de la charge programmable correspondrait à la puissance fournie par le réseau (achetée au réseau).

**Résultats** À l'issue de chaque test, l'ensemble des mesures des wattmètres sont enregistrées dans un fichier au pas de temps  $t_{com}$  égal à 5s. Ce fichier est enregistré sur le banc puis traité sous Matlab grâce à un code réalisé durant la thèse.

Pour valider le fonctionnement du banc "mini-OPA", nous allons observer les résultats pour deux scénarios, qui sont décrits dans les deux sous sections suivantes.

## 4.2 Validation du banc "mini-OPA" dans le cas du scénario 1

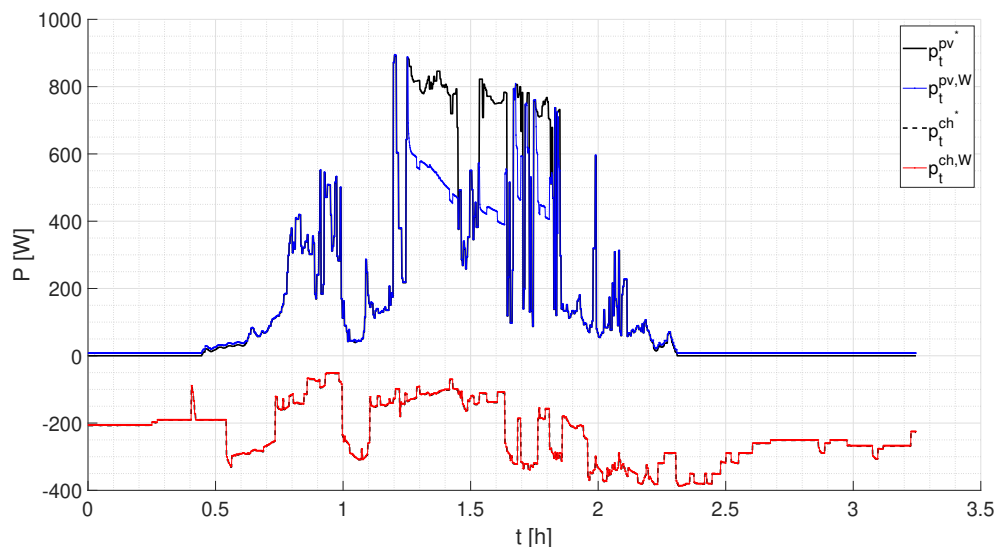
Le scénario 1 correspond aux conditions de tests décrites ci-dessous. Les résultats concernant ce scénario sont illustrés sur les figures II.21 et II.22.

### • Scénario 1

- $p_t^{pv^*}$  : le profil de puissance produite par 1kWc de PV issu de la base de données du bâtiment Adream (de 6h à 19h, au pas  $\Delta t_{BD}$ )
- $p_t^{ch^*}$  : le profil de puissance correspondant à la consommation électrique du système d'éclairage d'un bureau du bâtiment Adream. Nous nous sommes intéressés plus précisément à la consommation de l'éclairage d'un bureau du deuxième étage du bâtiment Adream.
- SSE 1 : trois batteries PbA de technologie *Valve Regulated Lead Acid Battery* (VRLAB) de la marque RS, référencées 727-0439, de tension nominale 12V et de capacité nominale  $C_n$  égale à 75 Ah (@C10) [200], connectées en série en entrée de l'ISBC.
- SSE 2 : un système de six SC (deux branches de trois SC en série mises en parallèle) BMOD0058 E016 B02 de 58F et 16V nominal, utilisés sur toute la plage de tension autorisée, soit 0V-48V [180] pour une capacité de 38.7F et une énergie totale de 12.4Wh sous 48V.
- Initialisation du SSE à 80% de  $C_n$ .
- Limites du SoC du SSE n°1 égales à  $[SoC_{min}; SoC_{max}] = [0\%; 100\%]$  de  $C_n$ .
- Le rendement faradique  $\eta_F$  est égal à 1.

- Le temps total du test 3h15 ( $\Delta t_{emu} = \frac{\Delta t_{BD}}{4} = 15 \text{ s}$ )
- PMS : nous appliquons dans ce scénario un PMS qui permet de mettre la priorité sur la charge et la décharge du SSE n°2, fait avec des SC. Puisque les SSE se chargent et se déchargent l'un après l'autre, le PMS peut savoir en fonction de la valeur de tension du bus et du sens de la variation de tension quelle est la prochaine unité qui va réguler. Il va ainsi interdire la décharge du SSE n°1 (en imposant à zéro le courant  $i^{sse1,max}$ ), tant que le SSE n°2 n'est pas vide, puis ensuite remettre à sa valeur par défaut la limite en courant. De même il va interdire la charge de SSE n°1 tant que le SSE n°2 n'est pas complètement chargé (en imposant à zéro le courant  $i^{sse1,min}$ ). En dehors de ces moments, les limites de courant des deux SSE sont égales aux limites maximales en charge et en décharge préconisées par les constructeurs et implanté par défaut dans les LC.
- Les consignes de tension de bus restent fixes pendant tout le test, et sont égales à 54V pour le SSE n°2 et 57V pour le SSE n°1. La tension de consigne de l'alimentation programmable est fixée à 59.9V, celle de la charge à 52V.

La figure II.21 montre les profils de puissance de consignes  $p_t^{pv*}$  et  $p_t^{ch*}$  respectivement en trait plein noir et en pointillé noir. Le profil de puissance bleu correspond à  $p_t^{pv,W}$  et le profil de puissance rouge à  $p_t^{ch,W}$ . La figure II.22 montre les variations des puissances échangées avec les SSE (échelle de gauche), en rose pour les batteries et en vert pour les SC, et de la tension du bus (trait discontinu noir et échelle de droite).



**FIGURE II.21** – Émulation profils de la source et de la charge, comparaison de la consigne et des mesures pour le scénario 1

La figure II.21 nous permet de vérifier que l'émulation de la source PV et du besoin suivent bien la consigne lors d'un fonctionnement où ce sont les SSE qui régulent la tension du bus, via leurs LC. Autour de 1.5h, nous pouvons observer que la puissance fournie par la source ne suit plus la consigne d'émulation. Cet écart est dû au fait que à ce moment, ni le SSE n°1 ni le SSE n°2 ne sont en mesure de réguler la tension du bus. La tension du bus monte et atteint la limite de la source émulée par l'alimentation programmables. En effet, le SSE n°2, réalisé avec des SC ne peut plus réguler car il est vide. Le SSE n°1 prend le relais est absorbe du courant tant qu'il peut puis, autour de 1.25h de test, le SSE n°1 étant complètement chargé, il ne peut plus non plus réguler. Le LC de l'ISBC associé au SSE n°1 se met alors en régulation de tension du SSE et limite l'absorption du courant de charge. Nous pouvons observer que la puissance injectée dans le SSE diminue, comme le montre la figure II.22, traduisant bien que le courant injecté dans le SSE n°1, fait avec des batteries, est limité progressivement en fonction de son niveau de charge (correspondant à un niveau de tension). Nous réalisons à ce moment, grâce au LC et aux boucles de contrôle-commande, une charge à tension constante du SSE n°1. En conséquence, la tension du bus ne peut plus être asservie par le SSE n°1. Comme le courant fourni par le PV est supérieur au courant consommé, la tension du bus monte, jusqu'à atteindre la consigne  $v^{bus^*,pv}$  de l'alimentation programmable comme le montre la figure II.22.

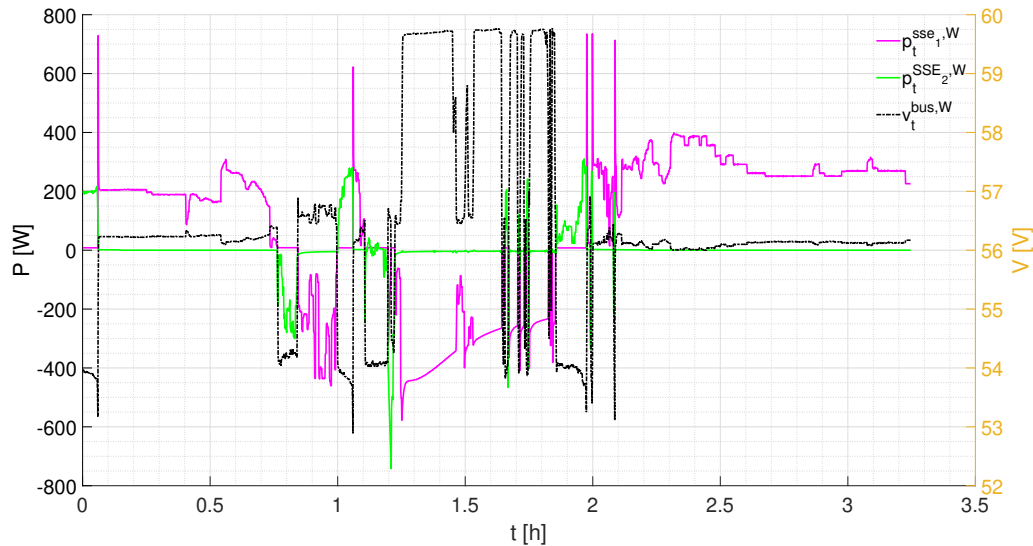


FIGURE II.22 – Puissances mesurées pour les 2 SSE et variations de tension du bus pour le scénario 1

L'écart entre les puissances  $p_t^{pv^*}$  et  $p_t^{pv,W}$  (figure II.21) représente la puissance qui serait injectée au réseau si le micro-réseau que nous émuloons y est connecté. C'est à partir de la différence entre la consigne et les mesures réelles sur la source programmable et réciproquement sur la charge programmable dans le cas d'un déficit de production PV, que nous pourrions simuler une éventuelle connexion au réseau, dans le banc "mini-OPA".

La figure II.22 montre la puissance échangée entre les SSE et le bus, et les niveaux de tension de régulation pour chaque source. Nous voyons que le contrôle-commande réalisé permet de répartir les rôles entre les deux SSE, qui vont fonctionner l'un après l'autre, en fonction du sens d'évolution de la puissance sur le bus et du point de fonctionnement. Nous observons dès le départ du test, le SSE n°2 se décharge pour fournir de l'énergie à la charge, puis le SSE n°1 prend le relais et devient le VSC du réseau. Quand la tension du bus augmente, puisque la production devient supérieure à la consommation, le SSE n°2 se charge en premier, puis le SSE n°1 et ainsi de suite tout au long du test.

Nous observons que la tension du bus varie entre les différentes valeurs de consigne de chaque SSE, qui la régule via le LC dans l'ISBC associé, chacun leur tour tant que le courant ne dépasse pas les limites des convertisseurs ou que le SSE atteint le seuil de tension maximum.

Au niveau de la tension du bus, nous pouvons observer des écarts entre les consignes envoyées via le superviseur et les niveaux de régulation réels. Ces écarts sont dûs aux chutes de tension dans les connexions, la tension asservie réellement dans le banc étant celle en sortie du convertisseur et pas celle du bus. Cependant, les niveaux de consigne de chaque SSE ayant été choisis suffisamment éloignés l'un de l'autre, le fonctionnement global est assuré. Pour améliorer ce point il serait intéressant de prendre la mesure de la tension du bus pour assurer les régulations en mode VSC, avec un autre capteur, plutôt que de réaliser cette mesure sur la carte de l'ISBC. Pour l'instant nous n'avons pas modifié les mesures de tension car il est possible de fixer les consignes des différentes sources suffisamment éloignées pour prendre en compte cet écart.

### 4.3 Validation du banc "mini-OPA" dans le cas du scénario 2

Nous proposons à présent un test avec un seul et unique SSE, en ne conservant qu'un SSE n°1 (batteries). Les conditions de ce scénario sont les suivantes :

- **Scénario 2**

- $p_t^{pv*}$  : le profil de puissance produite par 1kWc de PV issu de la base de données du bâtiment Adream (de 6h à 18h, soit 12h, au pas  $\Delta t_{BD}$ )
- $p_t^{ch*}$  : le profil de puissance correspondant à la consommation de trois serveurs générée en simulation. Ce profil de consommation est construit à partir d'une liste de tâches à réaliser sur les serveurs et de la consommation de chaque tâche. Il en découle un profil de consommation globale de la demande de la charge. La génération de ces profils sera expliquée en chapitre IV.
- SSE 1 : trois batteries VRLAB de la marque RS, référencées 727-0439, de tension nominale 12V et de capacité nominale  $C_n$  égale à 75 Ah (@C10) [200], connectées en série en entrée de l'ISBC.
- SSE 2 : état déconnecté.
- Initialisation du SSE à 59.8% de  $C_n$

- Limites SoC :  $[SoC_{min}; SoC_{max}] = [30\%; 60\%]$  de  $C_n$ .
- Le rendement faradique  $\eta_F$  est égal à 1.
- Le temps total du test 12h15 ( $\Delta t_{emu} = \Delta t_{BD}$ ).
- PMS : les limites de courant sont maximales en charge et en décharge, tant que le SSE n°1 peut se décharger ou se charger par rapport à ses limites de SoC, il a le droit de fournir le courant maximum possible dicté par les *datasheets* des batteries en charge ou en décharge.
- La tension de consigne du SSE est dans ce cas fixée à 57V, la tension de consigne de l'alimentation à 60V et celle de la charge à 50V.

Les figures II.23 à II.25 présentent les résultats de ce scénario. La figure II.23 montre la puissance échangée entre le SSE n°1 et le bus, avant et après le convertisseur. La figure II.24 montre le SoC estimé mesurée à partir du courant du SSE n°1, ainsi que les limites minimale et maximale de SoC imposées au départ du test. La figure II.25 montre l'évolution de la tension du bus au cours du test.

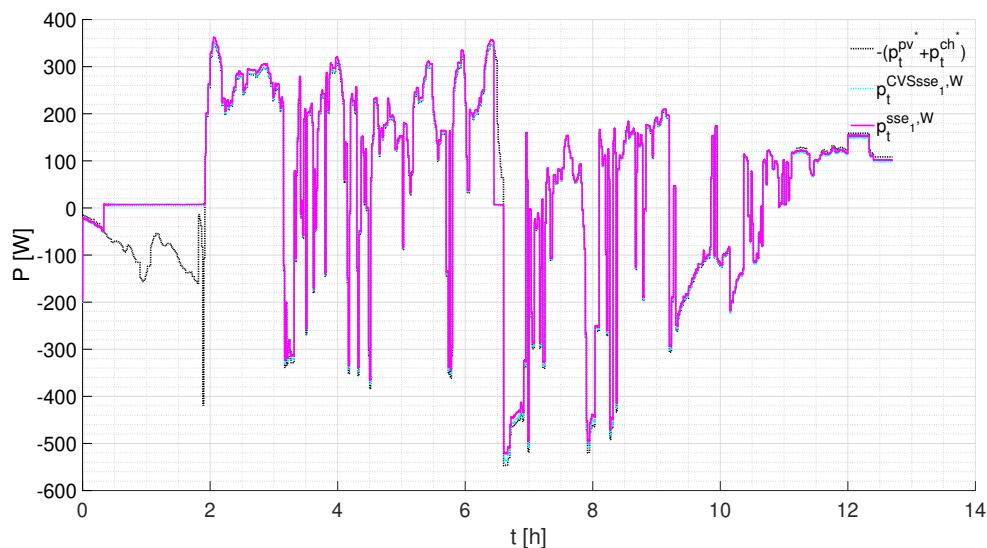


FIGURE II.23 – Puissances mesurées aux bornes de l'ISBC et du SSE n°1 dans le cas du scénario 2

Sur la figure II.23 la courbe discontinue noire représente  $p_t^{bal}$  calculée à partir des consignes  $p_t^{pv*}$  et  $p_t^{ch*}$  (cf. équation II.2). Nous observons premièrement que le SSE n°1 fournit bien la différence entre la production et la consommation, à l'exception de deux périodes au cours du test.

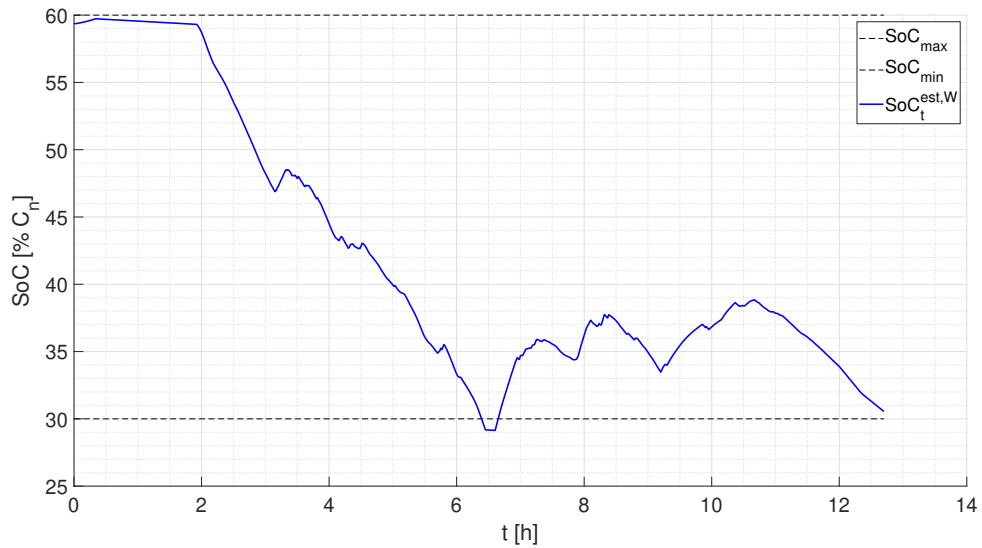


FIGURE II.24 – Variation du SoC du SSE n°1 dans le cas du scénario 2

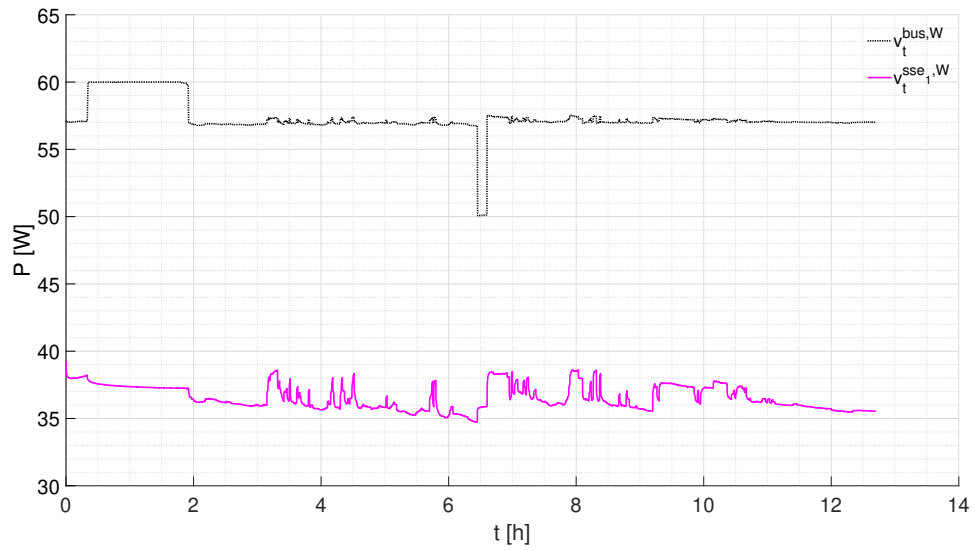


FIGURE II.25 – Variations de la tension du bus et du SSE n°1 dans le cas du scénario 2

La première entre 1h et 2h d'émulation durant laquelle le SSE n°1, dans ce cas les batteries, n'absorbe plus de puissance. Cet événement est dû à la limitation imposée par le superviseur qui interdit, à ce moment là, la charge du SSE n°1 car d'après l'estimation faite par le superviseur, le SoC a atteint la valeur maximale autorisée pour le test et fixée à 60% de  $C_n$  (figure II.24).

En conséquence, le SSE ne régule plus la tension du bus. Celle-ci augmente puisque la source continue à fournir du courant et finit par atteindre le seuil de l'alimentation programmable. Comme pour le scénario 1 précédent, l'alimentation programmable passe alors en régulation de tension.

Sur la figure II.24 nous voyons que le SoC diminue pendant ce temps. Ce phénomène s'explique par le fait qu'un courant faible par rapport aux ordres de grandeur du banc persiste (de l'ordre de quelques centaines de milliampères) et continue de venir du SSE n°1. En effet, la mesure du courant qui permet d'estimer le SoC et qui est réalisée par le wattmètre est effectuée aux bornes du disjoncteur de sécurité, lui-même positionné à l'arrière du banc de test "mini-OPA" entre le SSE et son convertisseur mais "loin" de ceux-ci. Le convertisseur est toujours connecté dans ces conditions et le LC est en limitation de courant, à courant nul, puisque la charge est interdite mais les approximations faites lors des conversions numériques entre les valeurs de consigne entrées par l'utilisateur et les valeurs envoyées par le superviseur et donc lues par le micro-contrôleur ne nous permet pas d'imposer précisément cette limite de courant à zéro. En outre, nous avons réalisé un hystérésis dans le superviseur au niveau de la fonction de limitation du SoC du SSE n°1, régler à  $\pm 1\%$  de SoC sur les seuils limites inférieur et supérieur. En effet, une fois la limite en charge atteinte, le superviseur attend d'atteindre un seuil légèrement inférieur à la limite  $SoC_{max}$  pour de nouveau autoriser la charge, sinon l'autorisation et l'interdiction de la charge ne fait qu'osciller entraînant l'envoi de consigne nulle puis non nulle à chaque  $t_{com}$ . De plus, une fois la charge interdite, la source programmable se met en régulation de tension dès que celle-ci atteint sa tension de consigne,  $v^{bus^*,pv}$ . Le courant est alors limité et il est nécessaire de repasser par une décharge pour ré-autoriser une charge. À l'inverse, lors d'une décharge, dès que le seuil minimal de SoC,  $SoC_{min}$ , est atteint, la décharge est interdite. Alors, il faut attendre un certain niveau de charge, soit un SoC supérieur au seuil  $SoC_{min}$ , pour autoriser de nouveau une décharge. La charge programmable se met alors en limitation de courant pour maintenir la tension à son seuil de consigne,  $v^{bus^*,ch}$ .

La figure II.25 montre l'évolution de la tension du bus (courbe noire) et du SSE n°1 (courbe rose) correspondant au test. Ces variations confirment le bon fonctionnement du banc car nous pouvons observer que la tension du bus est principalement égale à 57V, soit régulée, mais peut varier entre 60V et 50V et atteint ces limites maximale et minimale dès que le SSE n°1 n'est plus en mesure respectivement de se charger ou de se décharger et ainsi d'assurer l'asservissement de la tension du bus.

## 5 Conclusion

Ce chapitre présente notre démarche pour développer le banc de test réalisé de type micro-réseau LVDC, nous permettant de valider les résultats présentés aux chapitres III et IV.

Le micro-réseau réalisé possède une partie émulée comprenant une source émulant la génération d'électricité venant d'une source PV et une charge émulant plusieurs besoins typiques des bâtiments résidentiels et tertiaires et présents dans le bâtiment Adream. Ces profils d'émulation

viennent de la base de données du bâtiment Adream, et donc représentent des profils réels d'utilisation et de production.

La partie réelle du micro-réseau a été intégralement réalisée au laboratoire et inclue l'ensemble de la connexion électrique du bus DC, des SSE et les convertisseurs associés. À l'heure actuelle, le banc permet de connecter deux SSE indépendants via l'interface de deux convertisseurs de type hacheur abaisseur/élevateur synchrone bidirectionnel en courant, fonctionnant en mode entrelacés.

Les lois de commande ont été développées au plus près du convertisseur et permettent de réguler la tension du bus ou la tension des SSE via trois asservissements : deux boucles de régulation en tension imbriquées avec une boucle de courant. L'ensemble de ces boucles est implémenté en numérique sur un micro-contrôleur propre à chaque convertisseur. L'ensemble des éléments du banc est piloté grâce à un logiciel de supervision qui permet de piloter un test et joue également le rôle de système SCADA et de PMS. Il peut ajuster en temps réel les consignes et les limites de courant des convertisseurs et ainsi permet de tester différentes stratégies de gestion *off-line* (EMS) qui seront présentées au chapitre IV. Il récupère les données du banc de test, suit l'ensemble de son fonctionnement et pilote la source et la charge émulées, permettant de réaliser de nombreux scénarios et de les reproduire.

Nous avons validé le fonctionnement du banc pour deux scénarios. Nous montrons que le banc peut fonctionner avec un ou plusieurs SSE et avec une stratégie multi-niveaux au premier niveau de contrôle complètement décentralisé. Les consignes sont envoyées par le superviseur jouant le rôle de PMS depuis un deuxième niveau centralisé et que dans ce cas la communication pour modifier les consignes de charge et de décharge des SSE, et notamment du SSE n°1, fonctionnent correctement.

Enfin, nous avons mis en avant les limites en termes de performances, et les intérêts du banc réalisé. Les perspectives de ce travail restent nombreuses, notamment pour améliorer le niveau du contrôle, sur le choix d'un nouveau micro-contrôleur réalisant le LC et la prise en compte des chutes de tension dans les câbles au niveau de l'architecture de puissance du bus DC.





# Fonctionnement, vieillissement et modélisation des batteries pour la conception de micro-réseaux

---

## Sommaire

---

<b>1</b>	<b>Introduction</b> . . . . .	<b>135</b>
<b>2</b>	<b>Définitions</b> . . . . .	<b>136</b>
2.1	Du système de stockage de l'énergie vers les batteries secondaires . . . . .	137
2.2	Précision sur les niveaux d'échelle entre cellule, module et pack . . . . .	138
2.3	Structure élémentaire d'une batterie et rappels des principes généraux . . . . .	140
2.3.1	Structure d'une cellule électrochimique et d'une batterie . . . . .	140
2.3.2	Réaction principale d'oxydoréduction . . . . .	142
2.4	Les grandeurs et concept principaux pour l'étude des batteries . . . . .	144
2.4.1	Variables, paramètres et modes de fonctionnement typiques . . . . .	144
2.4.2	Phénomènes électrochimiques complexes et notions liées au comportement et au vieillissement . . . . .	157
2.4.3	Les indicateurs de l'état de fonctionnement et de vieillissement . . . . .	162
<b>3</b>	<b>État de l'art de la modélisation des batteries</b> . . . . .	<b>167</b>
3.1	Hypothèses préliminaires et postulats . . . . .	167
3.2	Les modèles de comportement électrique . . . . .	172
3.3	Les modèles de vieillissement . . . . .	177
3.4	Synthèse . . . . .	183
<b>4</b>	<b>Focus sur les batteries Plomb-acide</b> . . . . .	<b>184</b>
4.1	Constitution et fonctionnement des batteries PbA . . . . .	185
4.2	Rappels sur l'histoire des différentes technologies de la famille PbA . . . . .	189
4.3	Usages, mécanismes de vieillissement et modes de dégradation des batteries PbA . . . . .	190
4.3.1	État de l'art . . . . .	190
4.3.2	Campagne de mesures pour mettre en évidence l'impact de la charge sur le vieillissement des VRLAB . . . . .	194
<b>5</b>	<b>Résultats de modélisation sur des profils typiques de micro-réseaux</b> . . . . .	<b>198</b>

---

5.1	Matériels utilisés pour les essais expérimentaux menés pour étudier des modèles avec des profils de type micro-réseau . . . . .	198
5.2	Étude comparative des modèles de comportement . . . . .	202
5.2.1	Modèle PE . . . . .	206
5.2.2	Modèle IVQ . . . . .	208
5.2.3	Modèle OCVR . . . . .	213
5.3	Comparaison des modèles avec les résultats des tests reproduisant des profils typiques d'un micro-réseau . . . . .	216
6	<b>Conclusion</b> . . . . .	<b>223</b>

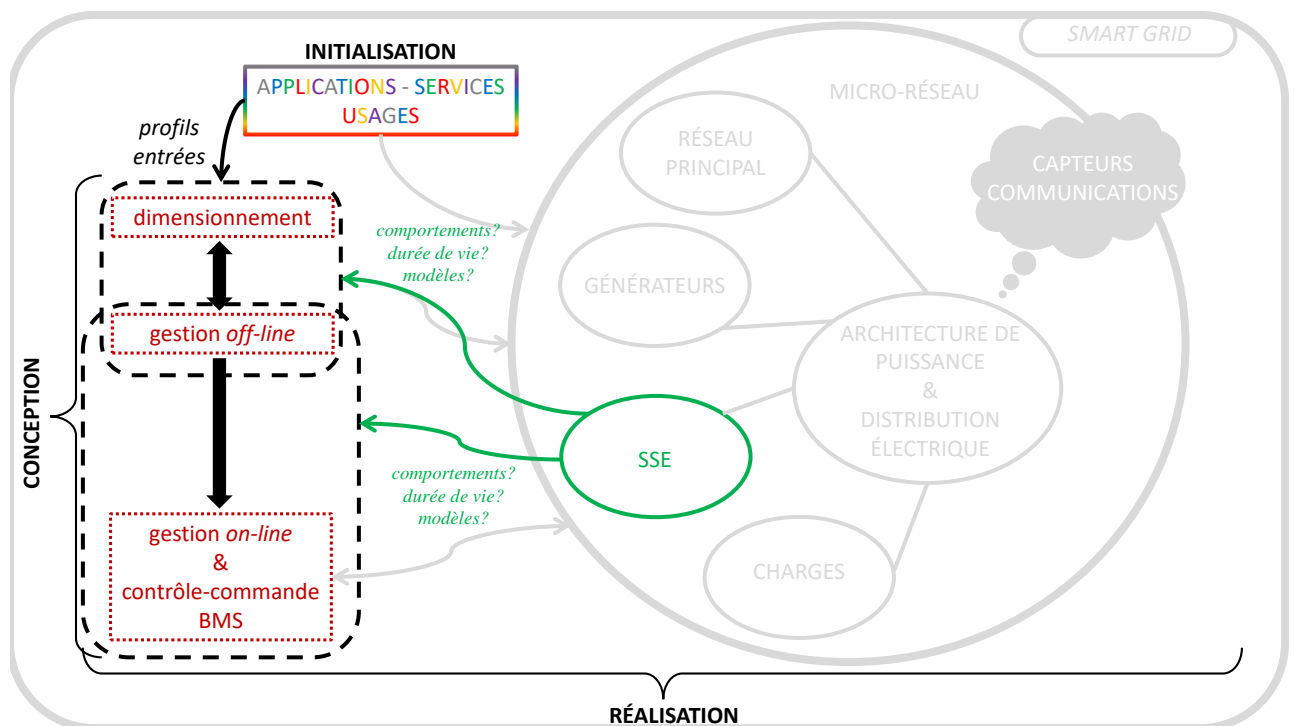
---

**Résumé du chapitre** *Nous présentons dans ce chapitre une étude comparative des modèles de fonctionnement, une amélioration possible et une étude des méthodes d'estimation de la durée de vie des batteries. Plus précisément, nous nous sommes intéressés aux batteries de type PbA et la technologie dite "étanche", très utilisée dans les micro-réseaux. Nous comparons les différentes méthodes pour estimer ou simuler l'évolution des indicateurs d'états d'une batterie comme son état de charge et son état de santé. Nous mettons en évidence les intérêts et les inconvénients de chaque modèle, des choix faits et de comment le modèle de fonctionnement et les lois de vieillissement interagissent. Nous développons et comparons ensuite trois modèles communément utilisés dans le domaine de la conception des micro-réseaux, en termes de précision par rapport à des mesures réalisées sur des batteries avec des profils de puissance réels de consommation et de production. Nous montrons les limites de ces modèles notamment sur la prise en compte d'usages particuliers dont certains engendrant des dégradations sur les batteries. Finalement, nous proposons une amélioration pour les modèles permettant un compromis entre peu de besoins de calculs et une meilleure prise en compte des phénomènes liés à l'évolution de la durée de vie des batterie PbA.*

## 1 Introduction

Les micro-réseaux dans le contexte des *Smart Grids* ont besoin de SSE pour plusieurs raisons données dans le chapitre I. Ils peuvent rendre différents services et permettent de nombreuses possibilités de gestion de l'énergie. Nous pouvons citer les fonctions les plus emblématiques des SSE comme leur apport d'un certain degré d'inertie aux réseaux, leur contribution à l'intégration des EnR en gérant leurs intermittences et en amenant de la flexibilité dans la gestion de l'utilisation de l'énergie produite. Pour réaliser ces fonctions, les SSE vont échanger de l'énergie avec les autres éléments (générateurs, charges et éventuellement le réseau principal) du micro-réseau suivant une stratégie de gestion optimale multi-critères (coûts, rendements, robustesses, impacts environnementaux, ...). Pour développer cette stratégie de gestion liée au dimensionnement et au contrôle des SSE au sein du micro-réseau, il est nécessaire de modéliser le fonctionnement des SSE en lien avec des méthodes permettant d'estimer leur durée de vie.

Dans ce contexte, ce chapitre a pour objectif de répondre à la problématique de la fidélité de représentation des modèles de SSE vis à vis des interactions entre le SSE et son environnement de fonctionnement électrique. La figure III.1 situe les problématiques et les objectifs de ce chapitre dans le contexte de la conception et de la réalisation des micro-réseaux.



**FIGURE III.1** – Description du chapitre III dans le contexte de la méthodologie de conception et de réalisation d'un micro-réseau proposée dans la thèse

Les objectifs de ce chapitre ont été guidés par deux problématiques sur la modélisation et le fonctionnement des SSE, et plus spécifiquement des batteries : Quels sont les usages jouant sur l'état de santé d'une batterie ? Quels sont les modèles de batterie permettant de prendre en compte ces usages, tout en étant adaptés aux algorithmes de conception des micro-réseaux ? Nous avons donc tenté de répondre à ces problématiques par les objectifs suivants :

- Faire la synthèse des modèles de comportement et de vieillissement des batteries utilisés pour la conception de micro-réseaux.
- Identifier les usages typiques des micro-réseaux et qui ont des répercussions sur la durée de vie des batteries.
- Comparer et évaluer si les modèles actuels permettent de prendre en compte ces usages en comparant les résultats de modélisation et les résultats expérimentaux lors de sollicitations des batteries avec des profils typiques de type micro-réseaux LVDC.

Ce chapitre est structuré en quatre sections répondant en partie aux problématiques soulevées :

**Section 2** Cette section propose d'abord un rappel des différents SSE existants, puis se focalise sur les batteries secondaires. Nous rappelons alors le principe d'oxydoréduction sur lequel repose le fonctionnement des batteries. Ensuite nous définissons l'ensemble des paramètres, des variables, des phénomènes, des modes de fonctionnement et des indicateurs importants qui permettent de comprendre et d'étudier le fonctionnement d'une batterie, indépendamment de sa technologie.

**Section 3** Nous avons recherché et comparé, dans cette section, les modèles de batterie utilisés dans le domaine de la conception des micro-réseaux et analysé si ces modèles sont suffisamment précis pour représenter les usages impactant le vieillissement des SSE et les modes d'opérations typiques des micro-réseaux.

**Section 4** Cette section explique le fonctionnement et les mécanismes de dégradation spécifiques aux batteries PbA, afin d'identifier quels modèles de fonctionnement et quelles lois de vieillissement seraient les plus appropriées.

**Section 5** Nous avons étudié plus particulièrement quatre modèles connus dans la littérature et régulièrement utilisés dans les études de dimensionnement et de gestion. Cette section présente les résultats de modélisation.

## 2 Définitions

Une batterie est un système électrochimique complexe, capable de stocker de l'énergie électrique sous forme chimique puis de la restituer sous forme électrique.

Son fonctionnement et sa durée de vie peuvent être caractérisés par un ensemble de grandeurs dépendantes du temps (usages, température, constantes chimiques et physiques). Nous rappelons les phénomènes électrochimiques principaux, les modes de fonctionnement possibles, les

paramètres et les variables qui servent à mieux comprendre l'ensemble du fonctionnement d'une batterie et son évolution dans le temps. Ces notions sont issues de la littérature. Elles répondent à diverses normes ou standards afin d'être communes à l'ensemble de la communauté scientifique permettant de créer des modèles et des indicateurs traduisant l'état et le fonctionnement de ce type de SSE.

Nous tentons dans cette section de proposer ces définitions de la manière la plus générique possible, sans faire de distinction entre les différentes technologies de batterie. Cependant comme des nuances de tailles existent sur certains concepts nous précisons le cas échéant les différentes définitions en fonction de certaines technologies, en gardant à l'esprit que par la suite, nous avons focalisé notre travail sur les batteries PbA, ce qui oriente les explications fournis dans cette section.

## 2.1 Du système de stockage de l'énergie vers les batteries secondaires

Il existe plusieurs catégories de SSE, dont nous pouvons trouver la comparaison dans de nombreux ouvrages et articles scientifiques. La classification est généralement réalisée en fonction de la forme sous laquelle est stockée l'énergie électrique. La figure III.2 présente une classification des SSE réalisée à partir de plusieurs références [201, 202, 203, 204, 205, 103].

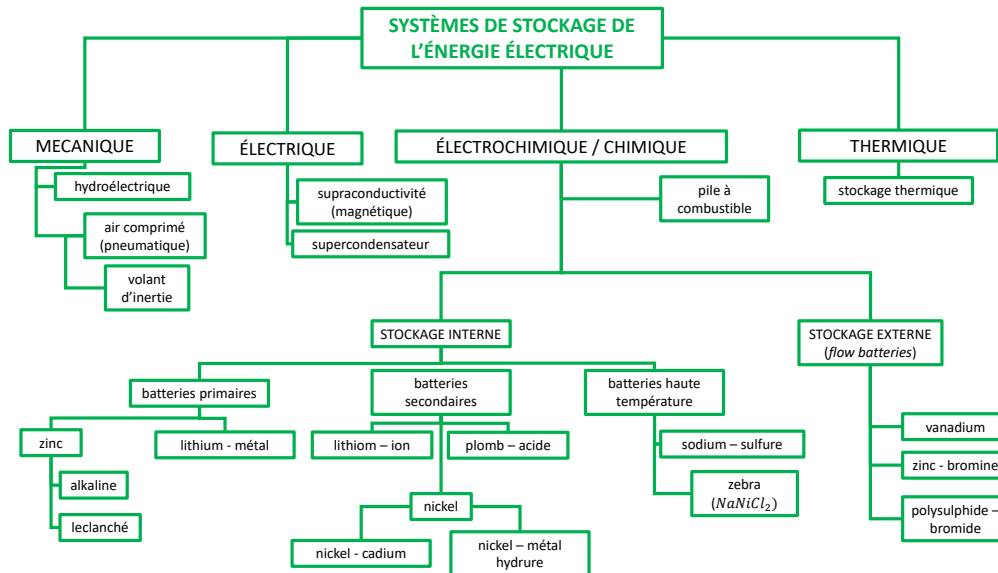


FIGURE III.2 – Classification des différentes catégories des SSE électriques

Parmi les SSE, les systèmes électrochimiques et chimiques permettent de stocker l'énergie électrique sous forme d'énergie chimique puis de la restituer en convertissant l'énergie chimique en électricité. Ils se classent en trois catégories : les systèmes électrochimiques de stockage internes, externes et les piles à combustible. Les piles à combustible, qui par nature sont des

pires, donc ne se rechargent pas, sont considérées comme un SSE chimique puisque elles sont associées à un combustible qui lui, peut être stocké et renouvelé. La plus connue est la pile à hydrogène qui fournit de l'électricité à partir de l'hydrogène, qui est, lui-même, créé à partir d'un électrolyseur par électrolyse de l'eau et peut être alimenté par des EnR ou bien est issu de l'industrie. Dans chacune de ces catégories, il existe plusieurs sous-catégories aussi appelées "familles de batteries", au sein desquelles il existe en réalité plusieurs technologies. Les SSE électrochimiques "internes" se classent en trois sous-catégories :

- Les batteries primaires ou piles, non conçues pour être rechargées et fournissant une énergie électrique finie qui correspond à la quantité d'espèce chimique présente dans la pile. Elles ont l'avantage d'être petites, avec un faible taux d'auto-décharge, et sont bien adaptées pour l'électronique embarquée.
- Les batteries secondaires, également appelées générateurs électrochimiques rechargeables, accumulateurs ou simplement batteries. Elles sont réversibles et peuvent donc être rechargées. Cependant, elles ont une densité énergétique plus faible.
- Les batteries haute température.

Les dispositifs de stockage qui sont utilisés au sein des micro-réseaux sont aujourd'hui principalement des batteries secondaires, que nous appelons simplement batteries dans la suite du manuscrit. Il existe de nombreuses catégories de batteries classées par famille de technologie, qui se caractérisent par les espèces chimiques et les matériaux principaux mis en jeu dans les réactions électrochimiques. Chaque famille regroupe ensuite plusieurs technologies qui diffèrent en fonction de la géométrie des éléments, de leurs assemblages et de la nature des alliages ajoutés aux matériaux principaux.

Quelle que soit la chimie utilisée, toutes les familles fonctionnent sur le même principe qui est la réaction d'oxydoréduction. Les phénomènes physico-chimiques qui y sont associés relèvent des principes fondamentaux de l'électrochimie et de la thermochimie expliqués dans de nombreux ouvrages de références tels que [202, 203, 206, 207, 208]. Nous rappelons dans les parties suivantes les notions qui nous ont été utiles dans cette thèse.

## 2.2 Précision sur les niveaux d'échelle entre cellule, module et pack

Il existe plusieurs niveaux d'échelles pour considérer la structure des SSE électrochimiques. Nous précisons ce que nous entendons par batterie dans la suite du manuscrit.

L'unité de base correspond à **la cellule électrochimique élémentaire**. Elle est considérée comme l'élément de base car elle correspond à l'échelle la plus petite en deçà de laquelle les éléments la constituant sont non dissociables les uns des autres pour fonctionner comme un générateur électrochimique autonome et rechargeable.

Au-dessus, en termes de complexité, nous retrouvons le terme **module**. Celui-ci est constitué d'une ou plusieurs cellules électrochimiques connectées et assemblées dans un seul emballage. Les cellules peuvent être associées en série et/ou en parallèle pour augmenter respectivement les niveaux de tension et de courant, puis elles sont conditionnées ensemble pour former un

module. Le module se différencie de la cellule par le fait qu'il est prêt à fonctionner et à être connecté à un système. Par exemple une batterie de téléphone portable correspond à un module d'une seule cellule. Dans le cas où il y a plusieurs cellules dans un module, la manière dont les cellules sont assemblées diffère selon la technologie électrochimique. Les cellules peuvent être associées et conditionnées ensemble dans un seul *packaging* correspondant à une seule **carcasse**. Dans ce cas, les cellules sont indissociables et l'accès à chaque cellule au sein d'un module est difficile voir impossible. L'autre possibilité est que chaque cellule est conditionnée seule dans un emballage unique, puis elle est ensuite connectée par la connectique extérieure avec d'autres cellules pour former un module. Dans la littérature, le terme "**batterie**", "accumulateur" ou encore "élément" désigne le plus souvent un module mais pas toujours, il peut faire parfois référence à une cellule.

Les modules, à leur tour, peuvent être associés en parallèle et/ou en série pour réaliser un **pack**, appelé "unité de stockage". Le terme "système" ou "unité de stockage" désigne plutôt un pack en supposant que celui-ci est constitué de  $n_s$  et  $n_p$  modules connectés respectivement en série puis en parallèle ou l'inverse.

La figure III.3 illustre les différents niveaux d'échelle existants. Ainsi, grâce à cette modularité, les utilisateurs et les fabricants peuvent réaliser des SSE ayant la quantité d'énergie et de puissance nécessaires aux différentes applications. En résumé, le nombre de cellules assemblées en parallèle et en série dépend des tenues en tension et en courant désirées.

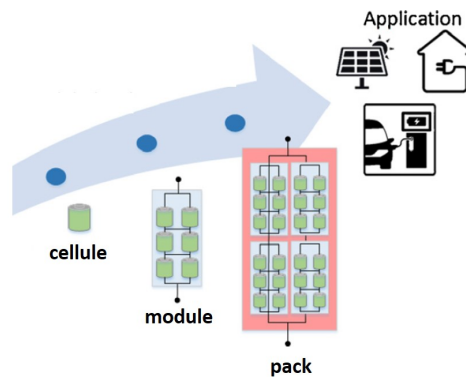


FIGURE III.3 – Considérations à différentes échelles des SSE (adapté de [209])

A priori, les cellules dans un module sont identiques, de même que les modules dans un pack. Cette hypothèse permet d'établir en première approche que les caractéristiques électriques d'un module peuvent être trouvées en multipliant par le nombre de cellules en série et en parallèle les caractéristiques d'une cellule élémentaire. En réalité, les cellules ne sont jamais vraiment identiques, de même que les modules dans un pack. De plus, la variabilité de l'environnement extérieur à la cellule et le système électrique autour de la cellule sollicitent en réalité différemment chaque cellule (par analogie chaque module dans un pack), impliquant forcément des



modifications de fonctionnement d'une cellule à l'autre au sein du module (et d'un module à l'autre au sein du pack). Des études comme celle de Dubarry et al. [210] et Jafari et al. [209] montrent que cette mise à l'échelle implique forcément des hypothèses simplificatrices de reproductibilité des phénomènes. Ces derniers devraient être plus finement considérés lors de la modélisation de l'association de cellules en module puis en pack pour évaluer le degré d'erreur que cela engendre. Toutefois, ces considérations nécessitant de développer des modèles à l'échelle de la cellule, l'étude des pack en devient vite complexe.

Pour la suite des explications, nous considérons qu'une batterie est un module composé d'une ou plusieurs cellules identiques, emballées ensemble dans une même carcasse et avec deux connecteurs qui permettent de relier la batterie au système électrique extérieur.

## 2.3 Structure élémentaire d'une batterie et rappels des principes généraux

Avant de donner les principales définitions pour analyser et modéliser le fonctionnement et le vieillissement d'une batterie, il semble pertinent de rappeler le principe de la réaction principale qui a lieu dans une cellule électrochimique qui est la réaction d'oxydoréduction. Pour expliquer ces phénomènes électrochimiques, nous rappelons la structure d'une cellule, puis cherchons à définir, de la manière la plus générale possible, ce qu'est une batterie indépendamment de la famille de technologie.

### 2.3.1 Structure d'une cellule électrochimique et d'une batterie

La cellule est constituée de deux collecteurs de courant, également appelés **grilles** dans le cas des batteries PbA, recouverts de matières actives et formant les **deux électrodes**. Ces électrodes sont parfois également nommées **plaques**, dérivées de l'anglais *plates*. Selon les technologies employées, les deux électrodes peuvent être séparées par une membrane perméable aux ions, appelée **séparateur**. L'ensemble de ces éléments (électrodes et séparateur) est immergé dans **l'électrolyte** qui permet, par sa composition, le transport des charges ioniques d'une électrode à l'autre. La figure III.4 montre le schéma général d'une cellule électrochimique, où l'ensemble des éléments sont identifiés.

**Les deux électrodes** Elles sont constituées d'une grille ou du collecteur de courant en fonction de la technologie, représentée en gris sur la figure III.4 et de matière active (déposée sur la grille dans le cas des batterie PbA). C'est grâce à la matière active que la cellule électrochimique stocke l'énergie électrique en énergie chimique puis la restitue. Suivant la polarité de l'électrode, nous distinguons la matière active dite "positive" de celle dite "négative", correspondant respectivement à l'électrode positive (en rouge sur la figure III.4) et l'électrode négative (en noir sur la figure III.4). La distinction entre la matière active et la grille permet de dissocier les fonctions de chacun des éléments. Une approche consiste à assimiler l'électrode à la matière active et à considérer la grille ou les collecteurs comme des éléments à part de l'électrode, au

sein de la cellule. Dans notre cas nous considérons l'électrode comme un ensemble de trois éléments distincts :

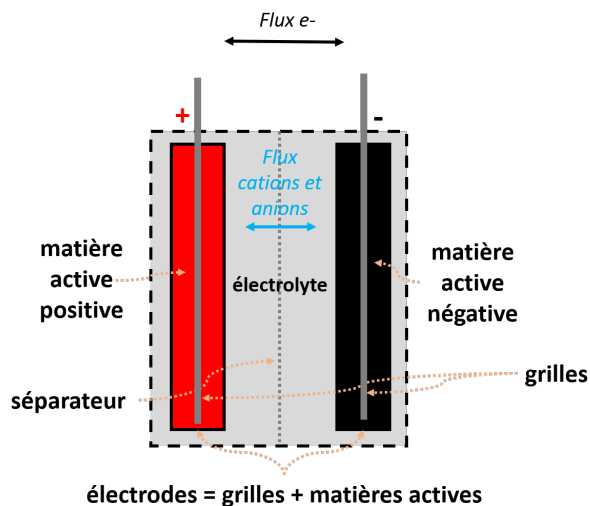


FIGURE III.4 – Schéma de la cellule électrochimique

- Les grilles, souvent constituées d'alliages de plusieurs métaux et assurant principalement la tenue mécanique de l'électrode ainsi que la collecte des charges.
- La matière active disposée sur les grilles, constituée de matériaux choisis selon diverses propriétés souhaitées. Les matériaux choisis pour les électrodes négatives sont principalement des métaux ayant des propriétés de bons réducteurs tandis que le choix se porte plutôt sur des oxydes métalliques pour les électrodes positives, avec de bonnes propriétés d'agent oxydant.
- Un troisième ensemble de substances, appelé "additifs" regroupant des matériaux rajoutés à l'électrode, associés à la matière active ou à la grille ou encore intercalés entre la matière active et la grille. Ces additifs améliorent les performances de l'électrode (conductivité, tenue mécanique de la matière active sur la grille (matériaux dits expandeurs), ajout de propriétés tensioactives à l'interface avec l'électrolyte pour augmenter la perméabilité entre la matière active et l'électrolyte).

En résumé, nous considérons chaque électrode comme l'association ou l'alliage de plusieurs substances actives métalliques plus ou moins complexes selon les technologies et les compromis des performances recherchées.

**L'électrolyte** Il détient des propriétés spécifiques de conduction ionique permettant le transport des ions autant positifs que négatifs entre les deux électrodes. Suivant la technologie et les applications visées, il peut être liquide aqueux, liquide non aqueux, gélifié ou même solide.

Dans la majorité des technologies de SSE, l'électrolyte assure la fonction de transport des ions et la matière active est le réactif principal des réactions électrochimiques. Mais, l'électrolyte participe également aux réactions chimiques en tant que principe actif, il a un rôle de réactif dans certaines technologies et interagit avec la matière active.

**Le séparateur** Cet élément aussi appelé membrane séparatrice permet d'isoler électriquement les deux électrodes de polarités opposées et ainsi de protéger la batterie des court-circuits si les électrodes sont trop proches physiquement et/ou risquent d'être en contact. Toutefois, cette membrane est poreuse pour permettre le passage des ions. Le séparateur n'est donc pas systématique dans toutes les technologies. En effet, lorsque l'électrolyte est solide et qu'il n'y a pas de risque de contact entre les électrodes ou, lorsque la nature de l'électrolyte permet de jouer le rôle de séparateur isolant entre les électrodes, le séparateur n'existe pas.

Comme pour les électrodes, certains additifs sont parfois rajoutés à l'électrolyte et/ou au séparateur pour en améliorer les performances.

### 2.3.2 Réaction principale d'oxydoréduction

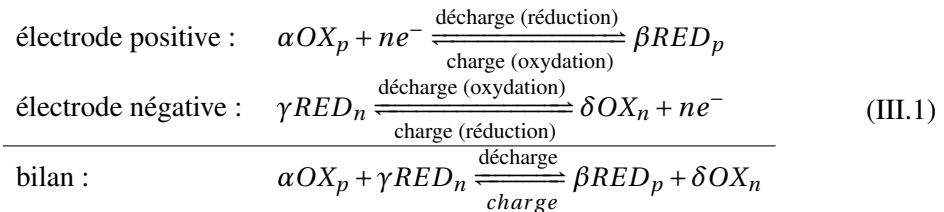
Dans la cellule, la réaction principale qui permet de convertir l'énergie électrique en énergie chimique (et inversement) est **la réaction d'oxydoréduction**. Lorsque le circuit électrique est fermé pour assurer la circulation des charges électriques, chaque électrode devient le lieu d'une demi-réaction d'oxydation ou bien de réduction. Cela dépend du sens des électrons, notés  $e^-$ , et donc du fonctionnement de la cellule, si elle est en mode de charge ou en mode décharge. À la surface de chaque électrode, une demi-réaction d'oxydoréduction se produit mettant en jeu un couple réducteur-oxydant dit REDOX pour "RÉDucteur-OXydant".

Dans le cas où l'électrode est le lieu de la demi-réaction d'oxydation, cette électrode joue le rôle d'anode. Lorsque elle est le siège de la demi-réaction de réduction, elle est considérée comme une cathode. De nombreux auteurs désignent les électrodes "négative" et "positive" respectivement par "anode" et "cathode" car ils se placent implicitement en décharge, sens d'avancement naturel de la réaction d'oxydoréduction (par opposition à la charge d'une batterie, correspondant à un phénomène forcé car il nécessite une source extérieure). En effet en décharge l'oxydation a lieu à l'électrode négative et la réduction à l'électrode positive. En réalité, chaque électrode positive ou négative devient cathode ou anode en fonction de la nature de la demi-réaction d'oxydoréduction qui s'y s'effectue et qui change suivant l'état de charge ou décharge.

Le bilan global des équations chimiques des demi-réactions au niveau de chaque électrode et au niveau de la cellule, peut s'exprimer par les bilans chimiques mis sous forme d'équation III.1. Les flèches désignent un sens de fonctionnement. Les réactions en décharge se lisent donc sur les équations de gauche à droite et en charge, le sens des réactions se lit de droite à gauche.

En décharge, la demi-réaction de réduction a lieu à l'électrode positive qui a, dans ce cas, un rôle de cathode. L'oxydant, noté  $OX_p$ , et situé au sein de la matière active sur l'électrode positive, est réduit. En fonction des technologies de SSE, il peut libérer des anions au contact

des électrons (équation III.1 à l'électrode positive) comme c'est le cas pour les batterie PbA, il peut consommer des cations comme dans le cas d'une pile à combustible ou encore l'oxydant peut se situer dans l'électrolyte sous forme ionique et être réduit sans libérer d'anion, comme c'est le cas à l'électrode positive en décharge pour une cellule Li.



Dans le même temps, l'électrode négative est le siège de la réaction d'oxydation et est alors considérée comme l'anode. Le réducteur noté  $RED_n$  s'oxyde et libère des électrons (bilan chimique de demi-réaction III.1 sur l'électrode négative). À l'inverse, pendant le processus de charge, l'électrode positive se comportant comme l'anode, devient le siège de la demi-réaction d'oxydation, où l'espèce notée  $RED_p$  s'oxyde et libère alors des électrons devenant progressivement l'espèce  $OX_p$ . L'électrode négative, alors cathode, présente au sein de sa matière active l'espèce oxydée notée  $OX_n$  se réduisant en captant des électrons via le circuit électrique se transforme en l'espèce dite  $RED_n$ . Ce fonctionnement, en charge, correspond aux équations III.1 dans le sens de droite à gauche.

La batterie est un ensemble de cellules électrochimiques connectées ensemble par les grilles via des **collecteurs de courant** qui assure la continuité du circuit électrique vers les deux bornes positive et négative à l'extérieur de la carcasse. Nous pouvons schématiser la batterie par la figure III.5.

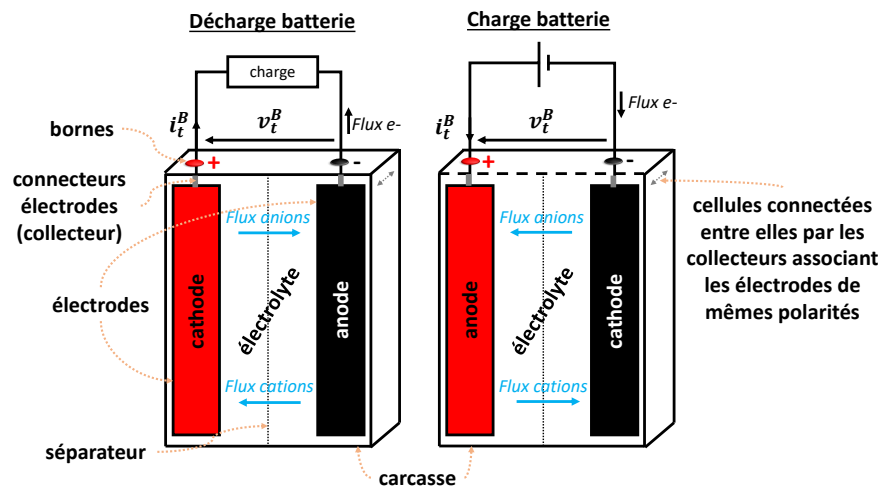


FIGURE III.5 – Schéma de principe du fonctionnement d'une batterie constituée d'une ou plusieurs cellules électrochimiques identiques

Cette structure reste identique même si la batterie est constituée d'une seule cellule, qui est alors seule dans la carcasse. Les flux en décharge sont représentés sur le schéma de gauche et le fonctionnement en charge est illustré par le schéma de droite.

Ces explications permettent de comprendre le principe électrochimique de base d'une batterie (de une à plusieurs cellules associées au sein d'une même carcasse). D'un point de vue "système", ces réactions traduisent des variations de tension et de courant aux bornes de la batterie, respectivement notée  $v_t^B$  et  $i_t^B$ , et de l'évolution d'autres variables spécifiques aux batteries dépendantes du temps ainsi que de facteurs et paramètres internes et externes à la batterie.

## 2.4 Les grandeurs et concept principaux pour l'étude des batteries

Les définitions que nous rappelons dans cette partie, relevant d'une connaissance générale des batteries, sont issues de différents ouvrages de références comme le *Handbook of batteries* de D. Linden ou d'autres ouvrages sur les principes fondamentaux des SSE de type électrochimiques [202, 207, 203, 208, 206]. Certaines explications sont issues de références spécifiques, que nous mentionnons pour approfondir ces notions. De même, nous citons des précisions issues de normes nationales, européennes ou internationales comme celles de l'IEC ou les normes ISO, qui servent aux constructeurs à développer les documents techniques des batteries (*datasheets*).

Nous distinguons :

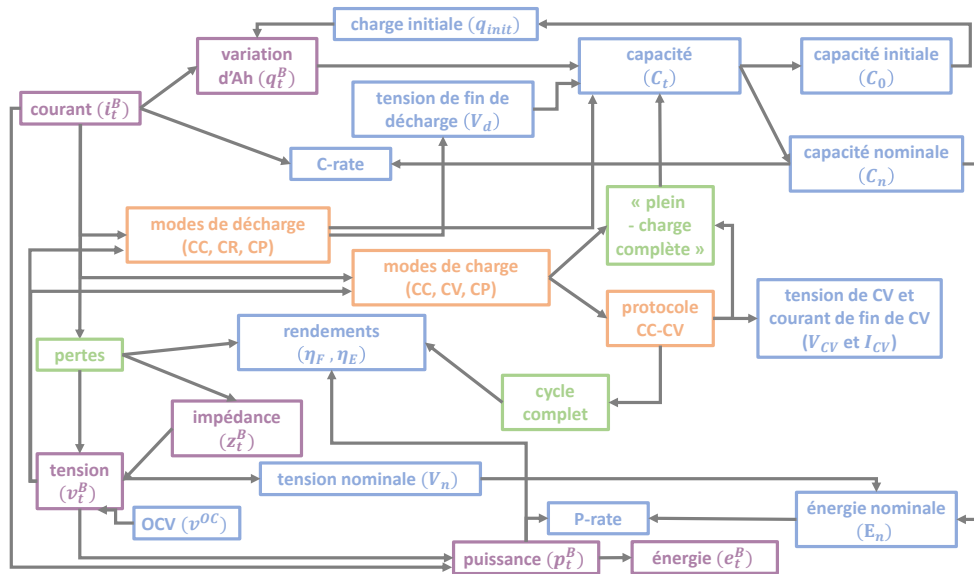
1. les variables, les paramètres et les modes de fonctionnement typiques explicités dans les normes, standards ou la littérature technique des batteries,
2. les phénomènes électrochimiques complexes et les notions liées au comportement et au vieillissement,
3. les indicateurs de fonctionnement et de vieillissement qui traduisent une utilisation et sont généralement calculés en partie grâce aux variables et paramètres définis précédemment.

### 2.4.1 Variables, paramètres et modes de fonctionnement typiques

Nous proposons ces définitions dans un ordre qui cherche à faciliter la compréhension du lecteur. Cependant comme la plupart de ces grandeurs ou concepts sont liés, leurs définitions dépendent d'autres entités parfois explicitées après. Pour montrer cette complexité, nous proposons en figure III.6 un diagramme qui montre les relations entre toutes ces entités. Pour mieux s'y retrouver, nous distinguons quatre types de grandeurs ou concepts :

- les variables électriques dépendant du temps (en violet),
- les paramètres ou autres variables ne dépendant pas du temps (en bleu),
- les modes de fonctionnement élémentaires qui doivent être définis et servant à expliquer la définition de certains paramètres (en orange),
- les notions ou phénomènes définissant et expliquant d'autres grandeurs (en vert).

Les flèches représentent les liens entre les différentes entités, montrant ainsi les interdépendances. Les paragraphes suivants donnent les définitions de ces différents blocs. Pour certaines de ces notions variant selon les auteurs, nous donnons les différentes notations et explications possibles et interprétations que nous pouvons retrouver dans la littérature. A chaque fois, nous précisons les choix que nous avons fait dans le cadre de nos travaux et pour ce manuscrit.



**FIGURE III.6** – Variables, paramètres, phénomènes, modes de fonctionnement et liens entre les différentes entités pour l'étude d'une batterie

**Le courant d'une batterie** Le courant, noté  $i_t^B$ , correspond au courant qui est injecté dans la batterie ou fourni par la batterie. C'est le courant qui circule dans le circuit électrique auquel est connecté la batterie et qui vient de ou va dans la batterie. Lorsque des électrons circulent, la batterie se **charge** ou se **décharge**. Dans un sens, en charge par exemple, la batterie accumule de la charge (dans le sens électrique du terme) et la stocke sous forme chimique grâce à la matière active. Dans l'autre sens, la batterie restitue la charge accumulée, c'est la décharge.

**La quantité de charge ou d'Ah** La quantité de charge disponible, notée  $q_t^B$ , dans une batterie à chaque instant est directement liée à la concentration de matière active. L'évolution de la quantité de charge  $q_t^B$  représente la variation des Ampères-heures (Ah) qui "entrent" et "sortent" de la batterie, soit les Ah échangés liés au passage du courant  $i_t^B$ . Cette grandeur évolue en fonction du temps, elle augmente lorsque la batterie se charge et diminue lorsque la batterie se décharge. Elle diminue également lorsque la batterie est dite au repos à cause des réactions internes de la batterie impliquant une auto-décharge. Cette variable est parfois appelée "capacité" ou "variation de capacité" puisqu'elle représente la capacité de charge potentiellement disponible

dans la batterie à l'instant  $t$ . Cependant, l'appeler ainsi porte à confusion avec ce qui est réellement "la capacité d'une batterie" définie plus loin. Sauer et al. appellent cette variable la *charge balance* dans [211], article qui définit les grandeurs liées à la capacité d'une batterie. Ils expliquent alors qu'il est difficile de considérer cette grandeur comme la capacité puisque la capacité d'une batterie dépend de plusieurs paramètres en plus du courant et est une notion bien définie dans les documents techniques, largement utilisée par la communauté travaillant sur les batteries. La capacité d'une batterie est une grandeur qui sert généralement de référence pour le calcul de nombreux indicateurs et qui n'évolue pas en fonction du temps. Les Ah échangés,  $q_t^B$  sont calculés différemment en fonction du modèle de la batterie choisi et des phénomènes pris en compte. La variable  $q_t^B$  va dépendre de la **charge initiale** de la batterie, que nous nommons  $Q_{init}^B$ , du courant  $i_t^B$  et des **pertes** entrant en jeu dans les réactions électrochimiques. En effet l'ensemble des  $e^-$  qui arrivent (ou sont injectés) dans la batterie ne servent pas tous à la réaction principale d'oxydoréduction qui engendre le stockage de l'énergie. Certains alimentent les réactions secondaires ou parasites. Il faut donc charger plus d'Ah dans une batterie que ce qu'elle restitue en décharge dans les mêmes conditions de courant et de température pour compenser les charges perdues.

**La tension à vide ou Open Circuit Voltage (OCV)** C'est la tension à l'équilibre de la batterie. Elle correspond à la différence de potentiel entre les deux bornes positive et négative de la batterie lorsque la batterie n'est pas connectée à un circuit électrique extérieur. Elle est mesurée lorsque la batterie est au repos depuis un certain temps. Pour une batterie composée de plusieurs cellules, l'OCV est la somme des différences de potentiels entre les deux électrodes de chaque cellule, lorsque les électrodes ont atteint leurs états d'équilibre chimique. Cette grandeur est également appelée "tension au repos", "tension d'équilibre" ou "tension à l'abandon" ou encore "force motrice thermodynamique" ou "force électromotrice" (fem). Nous la notons  $v^{OC}$ , en [V], et OCV dans la suite du manuscrit.

À chaque électrode, le potentiel électrochimique du couple REDOX participant à la demi-réaction s'exprime grâce à la loi de Nernst. Cette relation définit, en électrochimie, la force électromotrice d'un bilan de demi-réaction d'oxydoréduction par rapport au potentiel standard du couple REDOX mis en jeu [202]. Cette loi est fonction de la constante des gaz parfaits et de la température de la cellule et de la stoechiométrie des espèces en présence, c'est-à-dire des proportions suivant lesquelles les corps réagissent ou se combinent entre eux, directement liées aux concentrations moléculaires des matières actives de chaque électrode et participant à la réaction. L'OCV dépend donc de la nature du couple REDOX jouant sur la valeur du potentiel standard, de la concentration des réactifs en présence à chaque électrode à l'instant  $t$  et de la température de la cellule à l'instant  $t$ . L'OCV d'une batterie s'exprime en fonction de ces grandeurs physiques et chimiques. Cependant, la plupart du temps, ces grandeurs internes à la batterie ne sont pas accessibles des utilisateurs comme la concentration de la matière active, reflet de la quantité de charge  $q_t^B$ . Il en résulte que l'OCV, pour chaque technologie, peut s'exprimer soit par des équations d'électrochimie, comme la loi de Nernst, ou bien en fonction

de la température et de la quantité de charge dans la batterie. En résumé, l'OCV évolue en fonction de l'état de la batterie.

**La tension de la batterie et l'impédance** Comme une batterie est un dipôle électrique possédant deux bornes de potentiels opposés, positive et négative, l'évolution de la tension à ses bornes, lorsqu'un courant la traverse reflète l'ensemble des phénomènes électrochimiques aux dynamiques plus ou moins lentes. Elle correspond à la différence de potentiel à ses bornes, que nous notons  $v_t^B$  en [V]. En fonctionnement et à chaque instant  $t$ , la tension aux bornes d'une batterie est égale à la superposition d'une composante dite "statique", l'OCV, et d'une composante traduisant des variations de tension liées aux réactions électrochimiques aux dynamiques lentes ou rapides, notée  $v_t^z$  et traduites par **l'impédance** de la batterie  $z^B$ . L'impédance représente les cinétiques et les pertes des réactions chimiques ainsi que la qualité du circuit électrique permettant les échanges de courant. De manière générale,  $v_t^B$  se décompose donc en deux composantes comme le montre l'équation III.2.

$$v_t^B = v^{OC} + v_t^z \quad (\text{III.2})$$

Comme énoncé précédemment, la valeur de  $v^{OC}$  dépend de la concentration des espèces à chaque électrode à l'instant  $t$ . Cette composante de  $v_t^B$  évolue en fonction de l'état de la batterie mais est dite statique car elle ne dépend pas directement du temps, mais plutôt de  $q_t^B$  qui lui en dépend. De plus, par rapport à  $v_t^z$  elle va évoluer plus lentement.

La valeur  $v_t^z$  dépend des dynamiques prises en compte et du modèle de  $z^B$  choisi pour traduire ces dynamiques ainsi que des réactions prises en considération. Toute la complexité dans la modélisation de cette impédance, et donc de  $v_t^B$ , résulte dans le fait que plusieurs phénomènes ont lieu lorsque la batterie est traversée par un courant, et qu'en plus la batterie n'est pas un système électrochimique parfait dans lequel seulement le couple REDOX de chaque électrode intervient. Il y a en général, d'autres espèces rajoutées pour améliorer le fonctionnement de la batterie et ces dernières engendrent des réactions secondaires.

Les variations de tension traduites par l'évolution de la tension  $v_t^z$  sont principalement dues aux pertes et aux cinétiques électrochimiques<sup>1</sup>. Dans une batterie, dès lors que des réactions chimiques et électriques se produisent des transferts ont lieu. Les principaux transferts sont les transferts de charge et de matière, principalement régis par les flux de diffusion, de convection et de migration. L'évolution de la tension  $v_t^z$  résulte principalement de trois phénomènes :

1. Tout système physique et chimique a une tendance spontanée à rendre uniformes ces grandeurs lorsqu'un gradient de cette grandeur existe dans le milieu, ce qui implique des phénomènes de transport ou phénomènes de transfert ou cinétique physique. Le transfert correspond à la densité du flux. Il existe quatre types de transferts : le transfert de matière liée au gradient de concentration, le transfert de charge liée à la différence de potentiel, le transfert thermique associé à une différence de température et le transfert de quantité de mouvement lié à une différence de vitesse. Pour chaque type de transfert, la grandeur est transférée par des flux dont la nature et les dynamiques sont caractérisés par les principes de la mécanique des fluides et de la thermodynamique. Pour chaque transfert, ces flux peuvent être de quatre nature différentes : par diffusion (ou conduction), convection, migration et/ou rayonnement [202, 212].



- Les pertes joules ou pertes ohmiques qui engendrent une chute de tension instantanée. Elle sont due à la somme des résistances au sein de la cellule (résistance ionique de l'électrolyte, résistance électrique de la masse active (électrode), résistance des collecteurs de courant, résistance des connecteurs de chaque électrode, résistance de contact vers les connecteurs extérieurs).
- Les cinétiques liées aux transferts de charge associées à la cinétique électrochimique aussi appelées "chutes de tension d'activation" [202] car ce phénomène est corrélé à l'activation des réactions électrochimiques, notamment à la surface des électrodes. Cette évolution peut être décrite par l'équation ou loi de Butler-Volmer [213].
- Les cinétiques liées aux transferts de matière, associées au déplacement des espèces et à la différence de concentration des ions. Elles sont principalement régies par les flux de diffusion et sont aussi appelées "chute de tension de concentration" et sont régies par la loi de Fick.

Le travail d'Andre et al. [214] sur la caractérisation des batteries Lithium-ion (Li) ou encore la définition des variations de tension proposée dans la thèse de F. Kremer [62], tentent d'identifier ces variations (décroissantes ou croissantes dans le sens respectivement de la décharge et de la charge à un échelon de courant constant) par rapport aux phénomènes électrochimiques dominant à chaque instant et à leurs dynamiques, identifiant ainsi les éléments électriques passifs de type résistance et/ou inductance et/ou capacité permettant de les représenter. Cependant, ce travail reste encore complexe puisque les constantes de temps et les éléments électriques équivalents vont dépendre de la température, de la technologie de batterie et de la qualité des mesures effectuées.

**L'énergie et la puissance de la batterie** Comme la quantité d'Ah échangée,  $q_t^B$ , il est possible de définir la quantité de Watt(s)-heure(s) (Wh) échangée, notée  $e_t^B$ . Celle-ci est reliée à la puissance de la batterie, notée  $p_t^B$  et égale au produit du courant  $i_t^B$  et de la tension  $v_t^B$ . La quantité de Wh échangée dépend donc du courant et de la tension qui eux-mêmes dépendent de la température et des pertes.

**La charge, la charge totale et les critères de fin de charge  $V_{CV}$  et  $I_{CV}$**  Durant la phase de charge, la batterie est connectée via un circuit électrique à une source extérieure apte à lui fournir un courant et donc des charges électriques ( $e^-$ ). Ces dernières, via les connecteurs, circulent dans les cellules électrochimiques et permettent d'établir les divers processus internes électrochimiques pour que la batterie puisse accumuler de la charge  $q_t^B$ . Le dispositif est donc en "charge".

La charge peut se faire suivant trois régimes de contrôle externe d'apport de courant.

- La charge galvanostatique : ce type de charge correspond à un apport d'électrons constant, effectué par une source délivrant un courant constant. Dans la littérature, ce régime de charge est appelé "charge à courant constant" ou *Constant Current (CC)* et est souvent

noté "charge à CC". **En régime de charge à CC**, c'est l'alimentation externe qui impose le courant entrant dans la batterie. La tension à ses bornes augmente au fur et à mesure qu'elle se charge.

- La charge potentiostatique : ce régime de charge correspondant à un apport d'électrons variables effectué en maintenant la tension aux bornes de la batterie constante grâce à une source externe de tension. Dans la littérature, ce régime de charge est appelé "charge à tension constante" ou *Constant Voltage* et est souvent noté "charge à CV". **En régime de charge à CV**, l'alimentation externe impose la tension aux bornes de la batterie et c'est la batterie qui impose (accepte) un niveau de courant décroissant au fur et à mesure de la charge.
- La charge à puissance constante : ce régime de charge est réalisé via un contrôle externe de la puissance électrique délivrée par la source en fonction de la tension de la batterie afin de maintenir la puissance chargée constante. Dans la littérature, ce mode de charge est nommé "charge à puissance constante" ou *Constant Power* et souvent notée "charge à CP". **En régime de charge à CP**, l'alimentation externe fonctionne à puissance constante. Ainsi en fonction de la tension aux bornes de la batterie qui augmente, le courant envoyé par la source est réduit d'autant pour maintenir une puissance constante.

La **charge totale ou complète** d'une batterie représente l'ensemble des actions/modes de charges qui permettent de la recharger complètement alors qu'elle était totalement ou partiellement déchargée. La fin d'une charge, aussi appelée "pleine charge", état "plein" ou état "*FULL*" correspond au moment où la batterie ne peut plus stocker d'Ah. Cet état "plein" représente l'état où la batterie est complètement chargée. Il est défini par des normes, dont la norme DIN43539 citée par Sauer et al. dans [211] et correspond au moment où, en charge à CV et à température constante, le courant de la batterie ne varie plus pendant deux heures. En effet, pendant la charge à CV, la valeur du courant évolue au cours du temps en fonction des réactions chimiques internes et de la quantité de charge injectée dans la batterie. Lorsque la batterie se rapproche de l'état "plein", le courant ralentit son évolution jusqu'à se stabiliser.

Les modes de charge à mettre en place pour atteindre cet état "plein" dépendent des différentes technologies de batteries. Cependant, il est souvent préconisé un protocole de charge appelé **charge CC-CV** schématisé en figure III.7. Ce protocole correspond à un régime de charge à CC suivi d'une phase de charge à CV. Le changement d'un régime de charge à l'autre s'effectue lorsqu'un seuil de tension, appelé **seuil de tension de CV** et que nous notons  $V_{CV}$ , est atteint. Ce dernier est donné par les constructeurs et dépend de la batterie, de la température et de la valeur du courant pendant la charge à CC. Certains documents donnent cette valeur ainsi qu'une loi de tension permettant d'ajuster ce seuil en fonction de la température. La tension  $V_{CV}$  est la valeur de tension à laquelle est réalisée la charge à CV qui suit la charge à CC. Ce protocole s'applique sur la majorité des technologies de batteries dites secondaires aptes à être rechargées en particulier les différentes batteries PbA et Li. Ce type de charge s'effectue via un système de gestion de la batterie, qui peut être implanté dans un système dédié également nommé BMS, comme rappelé dans le chapitre II et apte à gérer les deux étapes en toute sécurité.

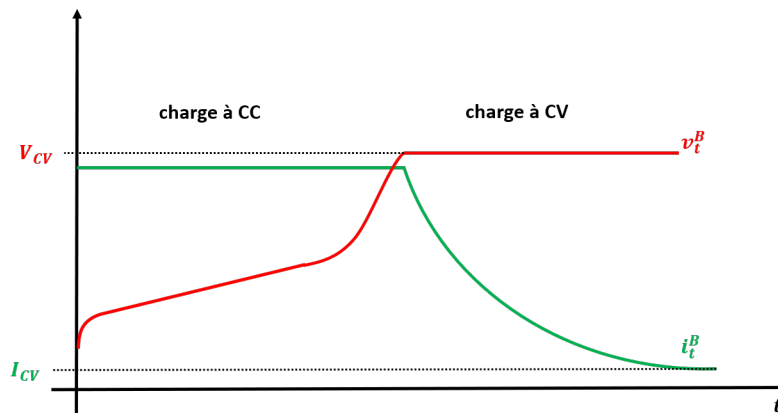


FIGURE III.7 – Caractéristiques courant et tension en fonction du temps en charge CC-CV

Comme nous pouvons l'observer sur la figure III.7, pendant la phase CV, le courant diminue. La condition d'arrêt de cette deuxième phase de charge est également spécifiée par les constructeurs. Nous notons ce courant  $I_{CV}$ . En réalité, dans les *datasheets*, nous retrouvons plusieurs cas d'arrêt possibles de la phase de charge à CV :

- soit un niveau de courant défini par les constructeurs, correspondant à la valeur à partir de laquelle il n'y plus de variation,
- soit une durée, exprimée en heure, suffisamment importante pour assurer la stabilisation du courant,
- soit une durée, exprimée en pourcentage de la durée de charge à CC, suffisamment importante pour assurer la stabilisation du courant.

Quel que soit le critère d'arrêt de la phase de charge en mode CV, l'objectif est d'atteindre un courant suffisamment faible et stable permettant de garantir que la batterie a atteint son état "plein" et qu'elle ne peut plus stocker de charges.

Le temps de la phase de charge à CV dépend de la valeur du courant pendant la phase de charge à CC. Si le courant est faible, la tension  $V_{CV}$  sera atteinte "tard" puisque la tension varie lentement, alors le courant dans la phase suivante se stabilise plus vite, puisqu'il décroît à partir d'une valeur faible. En revanche, si le courant de la phase de charge à CC est fort, la tension  $V_{CV}$  est atteinte rapidement, mais la phase de charge à CV prend du temps car le courant dans cette phase met plus de temps à se stabiliser puisqu'il décroît à partir d'une valeur plus grande. Une limite de courant maximale de charge à CC est toujours donnée par les constructeurs et ne doit jamais être dépassée au risque d'endommager la batterie. De même, un courant minimum limite de charge à CC doit être respecté, car si le courant est trop faible, il se peut que la tension n'augmente jamais assez pour atteindre la tension  $V_{CV}$ . C'est ce qui se passe si nous chargeons la batterie à des courants égaux ou inférieurs au courant de fin de charge à CV, ne fournissant pas assez de courant pour établir les réactions qui permettent de charger la batterie limitant ainsi l'évolution de la tension.

Cette tension  $V_{CV}$  n'est pas facile à lier à une valeur de quantité de charge puisque la quantité de la charge à CC et le nombre de charges injectées dans la batterie dépendent de la température, de l'historique de la batterie et du point de départ de la charge. Nous retrouvons certains documents constructeurs [215] ou articles de la littérature comme celui de Büngeler et al. [216] disant que la valeur de  $V_{CV}$  correspond à 80% de la charge complète CC-CV d'une batterie. Bien que l'évolution de la tension soit l'image de la quantité de charge, il semble difficile de fixer une telle limite puisque elle dépend du courant et de la façon dont la charge est réalisée.

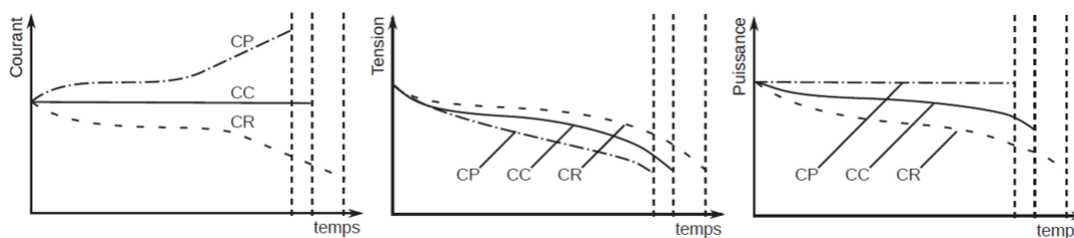
Il existe d'autres protocoles de charge moins utilisés que le protocole CC-CV, soit parce qu'ils dégradent d'avantage la batterie ou parce qu'ils s'avèrent plus complexes à mettre en oeuvre. Nous pouvons en retrouver certains dans les thèses de J. Lannelongue [217] ou F. Karaoui [218]. Par exemple, il est possible de réaliser une charge uniquement à CC, qui permet de charger plus rapidement la batterie qu'une charge CC-CV, surtout à fort courant ou bien, à l'opposé faire une charge uniquement à CV, qui va minimiser les effets des réactions parasites puisque le courant va diminuer mais sera beaucoup plus longue pour atteindre l'état "plein" ou encore une charge à courant pulsé alternant les phases à CC à différentes valeurs de courant, qui est plus compliqué à mettre en oeuvre. Nous pouvons encore citer des charges avec de multiples périodes de CC-CV successives ou suivant un régime spécifique à partir d'un profil déterminé pour la batterie. L'intérêt du protocole CC-CV est qu'il minimise les réactions secondaires et parasites qui deviennent prédominantes si nous poursuivons la charge en mode CC et permet de recharger la batterie plus rapidement que si la charge était réalisée en entier à CV. Débuter la charge à CC évite un appel de courant dû à la différence entre la tension de la batterie et celle de l'alimentation qu'il pourrait y avoir au début d'une charge uniquement en mode CV.

Pour conclure sur les modes de charge possibles d'une batterie, il faut bien comprendre que ces protocoles ne sont applicables que lorsque la source qui charge la batterie est maîtrisée. Dans le cas d'une alimentation issue des EnR, et notamment du PV, nous soulignons que ces situations sont rarement réalisables. Ce qu'il se passe en réalité, notamment lorsque la batterie est chargée à partir d'EnR, est proche des modes de charge de la batterie à CC pour différentes valeurs de courant en fonction de ce qui est disponible, jusqu'à atteindre  $V_{CV}$ , qui oblige à maintenir la batterie à CV en limitant le courant de charge jusqu'à atteindre la valeur  $I_{CV}$ . Cela sera possible si la puissance délivrée par la source est, à ce moment-là, suffisante tout au long de la charge. Dans le cas contraire, lorsque le courant disponible est plus faible que ce qui serait nécessaire pour maintenir la tension à  $V_{CV}$ , cela oblige à "sortir" de la phase à CV.

**La décharge, la décharge complète et la tension de fin de décharge  $V_d$**  La batterie fournit du courant pour répondre à un besoin de consommation, spontanément si elle est en circuit électrique fermée et si la quantité restante de charge le permet, c'est-à-dire, s'il reste de la matière active disponible. La batterie se décharge et au fur et à mesure des réactions, la matière active se transforme ou libère des charges. Nous distinguons trois types de décharge, la décharge à CC, à CP ou à résistance constante dite Constant Resistor (CR). La figure III.8 schématise

les caractéristiques courant, tension et puissance d'une batterie en fonction du temps lors des différents types de décharge.

Une **décharge complète** correspond à une décharge faisant décroître la tension de la batterie jusqu'à la tension d'arrêt, notée  $V_d$  en [V]. Cette tension est la différence de potentiel aux bornes de la batterie à partir de laquelle la batterie est considérée "vide". C'est la tension de seuil qui indique la fin de la décharge et traduit le fait que toute la matière active disponible des électrodes a été utilisée. En réalité, il y a toujours la possibilité de poursuivre la décharge au-delà de ce seuil de tension mais la batterie sera endommagée car les réactions engendrées sont potentiellement irréversibles.



**FIGURE III.8** – Caractéristiques courant, tension et puissance en fonction du temps en décharge CC, CP ou CR ([9] à partir de [202])

Ce paramètre est généralement donné dans les *datasheets* et fixé par les constructeurs selon des normes assurant l'optimisation de l'utilisation de la matière active tout en garantissant de ne pas entraver le fonctionnement de la batterie. Elle diffère pour chaque technologie de batterie puisqu'elle dépend des potentiels électrochimiques des espèces mises en jeu, de la température et de la valeur du courant auquel la batterie est déchargée. Cette tension est donnée dans les *datasheets* en fonction du courant de décharge et parfois de la température.

**La tension nominale** La tension d'une batterie évolue donc en fonction de son état et de ses sollicitations. Elle varie dans une gamme de tension entre  $V_d$  et la tension maximale imposée en charge  $V_{CV}$ . La tension nominale est la tension moyenne entre ces deux seuils. C'est la tension autour de laquelle varie  $v_t^B$ . Nous la notons  $V_n$  en [V]. Elle est donnée dans les documents techniques et est égale à des multiples de 2V (6V, 12V ou encore 48V) dans le cas de batterie PbA. Pour les batteries Li, c'est généralement autour de 3.6V-3.7V en fonction de la technologie de batterie Li et pour une cellule.

**La capacité et la capacité nominale** La capacité d'une batterie désigne la quantité totale d'Ah déchargée (récupérée) lors d'une décharge complète à CC, à température constante et à partir d'un état dit "plein" (*FULL*) (soit une décharge complète qui suit une charge complète réalisée avec un protocole adapté à la batterie, généralement de type CC-CV). Elle se note généralement "Ct" où "t" est le nombre d'heures de décharge dans ces conditions. Par exemple, la

capacité C20 d'une batterie correspond à la quantité totale d'Ah récupérée suite à une décharge complète à CC d'une durée de 20h. La **capacité nominale** ( $C_n$ ) d'une batterie est la capacité de référence fournie par les constructeurs et mesurée dans les conditions nominales (courant de décharge, température, tension d'arrêt de la décharge), c'est à dire les conditions pour lesquelles la batterie a été conçue pour fonctionner a priori avec le moins de pertes possibles et donc dans les meilleurs conditions. Chaque batterie possède une capacité nominale qui est égale au produit du courant nominal,  $I_n$ , et du temps de la décharge dans les conditions nominales  $t_n$  (équation III.3).

$$C_n = I_n * t_n \quad (\text{III.3})$$

Les standards de l'IEC [155] repris par Sauer et al. établissent des normes permettant d'assurer que les documents techniques donnent bien la capacité nominale  $C_n$ , mesurée dans des conditions standardisées et en fonction des applications pour les quelles la batterie sera utilisée. Par exemple, pour des batteries Li de petite taille servant pour des applications embarquées, la capacité nominale est généralement donnée pour une durée de décharge en 5h, soit C5. Pour les batteries PbA de petite taille, nous retrouvons plutôt C10 ou bien C20 dans la documentation technique. Pour les batteries PbA de qualité solaire, c'est à dire les batteries qui vont servir sur de longues périodes et adaptées au fonctionnement des systèmes PV de type micro-réseaux pour l'autonomie, nous retrouvons majoritairement C100. Finalement, la capacité nominale d'une batterie est fixée par le constructeur, unique pour chaque batterie, mais dépend de sa technologie et de l'utilisation principale pour laquelle elle est dédiée. De même, la température constante à laquelle est réalisée le test du constructeur pour définir la capacité, n'est pas toujours la même d'un constructeur à l'autre. Elle est en général comprise entre 20°C et 30°C, et nous retrouvons principalement 25°C. Les conditions nominales dans lesquelles  $C_n$  ont été mesurées sont normalement toujours spécifiées.

En lien avec la capacité nominale, la **capacité massique** ou volumique d'une batterie correspond à la capacité nominale ramenée au poids ou au volume de la batterie. Ce paramètre peut être intéressant dans le cas d'application embarquée.

En dehors des conditions nominales, le terme de **capacité**, que nous pourrions qualifier de réelle, désigne une quantité d'Ah déchargés, généralement pour une décharge complète à CC au départ d'une batterie pleine et à température constante. Celle-ci dépend de la température et du temps de décharge pour atteindre  $V_d$ . Par exemple, à un même courant de décharge, la capacité à 25°C ne sera pas la même qu'à 40°C, et pour une même batterie la capacité réelle C5 sera différente de la capacité C20. Certains constructeurs fournissent en plus de la capacité nominale des documents détaillés avec différentes valeurs de capacité pour plusieurs conditions de décharge.

La **capacité restante** ( $C_r$ ) ou *remaining capacity*, ou encore parfois abrégé  $Q_r$  est un type de capacité que nous retrouvons souvent dans la littérature [211] et qui correspond à la capacité théoriquement disponible à l'instant  $t$  dans la batterie lorsque celle ci n'est pas pleine mais dans un état différent, et qui serait potentiellement restituable à un certain courant de décharge à

CC. Cette capacité est largement confondue dans la littérature avec la quantité d'Ah, puisque idéalement la capacité restante correspond à la quantité de charge  $q_t^B$  à l'instant  $t$ . C'est aussi une des raisons pour lesquelles la capacité qui est disponible dans la batterie est aussi parfois notée  $Q_r$ . Pour plus de clarté dans la suite du manuscrit, nous utiliserons  $q_t^B$  pour parler de l'évolution des Ah,  $Q^{B,c}$  ou  $Q^{B,d}$  lorsqu'il s'agira du cumul des Ah sur un certain temps,  $C_t$  comme la capacité restante potentiellement déchargeable à l'instant  $t$  et  $C_n$  pour la capacité nominale.

**Le régime de courant ou le taux de courant** Le taux de courant, appelé C-rate donne le régime ou le niveau de courant d'une charge ou d'une décharge à CC par rapport à la capacité nominale de la batterie et pas directement en Ampère. C'est le taux de courant de charge ou de décharge à chaque instant, C-rate pour *Current rate*, par rapport à la capacité nominale  $C_n$ . Il fait donc référence à un courant, donc à des [A], s'exprime en multiple de C, où "C" fait directement référence à la capacité nominale en [Ah] et se dit "XC". Par exemple, nous donnons l'expression III.4.

$$XC = I = X * C_n \quad (\text{III.4})$$

Le C-rate "XC" représente le courant  $I$  par rapport à la capacité nominale  $C_n$  de la batterie. L'unité du "X" dans "XC" est donc homogène à des [ $h^{-1}$ ]. Par exemple, si la capacité nominale de la batterie est égale à C20, c'est le cas des Yuasa 1.2Ah-6V [219], soit une décharge en 20h. Dans ce cas, le taux de courant de décharge, donc le C-rate est de 1/20 soit 0.05C. En revanche, pour cette même batterie, la capacité C10 (capacité de décharge en 10h) correspond à la capacité de décharge à un courant de "XC" multiple de C20, par exemple ici la capacité C10 est donnée pour un C-rate de 0.093C, qui ne correspond donc pas à la capacité de décharge à un C-rate de 0.1C. Cet écart est lié à un amalgame dans le calcul du C-rate qui se fait toujours en fonction de la capacité nominale, qui est une entité donnée et donc fixe. Dans le langage courant, les deux notions qui sont le temps de décharge et le C-rate, sont considérées égales à leurs inverses. Il est souvent écrit par exemple "décharger la batterie à un C-rate de 1C" indiquant implicitement que cela revient à décharger la batterie en 1h mais, si la batterie est déchargée à un courant de 1C, soit à un courant égal à  $\frac{C_n}{1}$ , cela ne garantit pas qu'elle se décharge vraiment en 1h, mais plutôt en à peu près une heure. Ce raccourci sur le temps de la décharge ne sera correct que lorsque le C-rate sera égal au courant nominal. En effet, si nous reprenons notre exemple, pour les batteries Yuasa, C20 est la capacité nominale, dans ce cas un courant de 0.05C permettra effectivement de décharger complètement la batterie en 20h depuis l'état "plein". En dehors de ces conditions, le C-rate fournit un ordre de grandeur. Dans le milieu des batteries, il est courant d'exprimer des valeurs de courant par rapport à la capacité nominale de la batterie étudiée. Cela permet d'avoir une idée du temps approximativement nécessaire pour vider la batterie à ce C-rate. Même pour le courant d'entretien ou de *floating*, il est souvent exprimé en C-rate. Il correspond alors à une valeur de courant très faible devant la capacité nominale.

Chaque batterie, en fonction de sa technologie et de sa capacité possède un C-rate maximum en charge et un C-rate maximal en décharge nommés respectivement dans ce manuscrit  $Crate_{max}^{B,c}$  et  $Crate_{max}^{B,d}$ . Ces régimes de courant maximum doivent être respectés au risque d'endommager la batterie. Cela implique que la capacité d'une batterie limite les courants de charge/décharge et donc la puissance d'utilisation de la batterie.

Au même titre que la relation qui existe entre la capacité nominale  $C_n$  et l'énergie nominale  $E_n$ , il est souvent mentionné le terme de P-rate, pour faire allusion au taux de puissance fournie ou injectée dans la batterie, et ce par rapport à l'énergie nominale. Comme pour les C-rate, chaque batterie a alors un taux de puissance maximum admissible en charge et en décharge, que nous notons respectivement  $Prate_{max}^{B,c}$  et  $Prate_{max}^{B,d}$ .

**La notion de cycle et de cycle complet** Un cycle complet se définit comme une charge complète (CC-CV) jusqu'à l'état "plein", suivi d'une décharge complète à CC. Un cycle complet aux conditions nominales, est donc ce qui est réalisé sur une batterie pour mesurer la capacité nominale.

Un cycle incomplet ou dit partiel est un cycle, donc une charge suivi d'une décharge, où la batterie échange la même quantité d'Ah en charge qu'en décharge (aux pertes près) mais en revanche ne va pas d'un état "vide" à un état "plein", mais où la batterie transite plutôt entre deux états intermédiaires.

Nous notons  $Nc$ , un nombre de plusieurs cycles identiques effectués d'affilés, en précisant à chaque fois quels types de cycle sont effectués.

**L'énergie nominale** L'énergie nominale notée  $E_n$  correspond au produit de la capacité nominale  $C_n$  et de  $V_n$  (équation III.5). Cette grandeur ne représente pas une quantité d'énergie réellement restituable par la batterie, mais un indicateur de comparaison entre différentes batteries. Sachant que la tension  $v_t^B$  varie de  $V_{CV}$  à  $V_d$  pendant une décharge complète, par exemple entre 1.8V et 2.4V typiquement pour les cellules de batterie PbA, l'énergie nominale représente plutôt un ordre de grandeur de l'énergie que pourrait restituer la batterie dans les conditions nominales.

$$E_n = C_n * V_n \quad \text{(III.5)}$$

**Rendements et pertes** Comme nous l'avons précisé lors de la définition de  $q_t^B$ , les charges électriques échangées entre la source et la batterie pendant la charge d'une batterie ne servent pas toutes à réaliser la réaction principale. Ces charges sont perdues ou contribuent à d'autres réactions électrochimiques comme des réactions secondaires ou parasites qui peuvent s'apparenter à des pertes également puisqu'elles ne contribuent pas à charger la batterie à proprement parler, c'est-à-dire à stocker une énergie qui sera restituable après. Cela implique que sur un cycle, il faut apporter plus d'Ah à la batterie en charge que celle qui sera réellement restituée ou autrement dit la quantité d'Ah chargée ne sera pas celle restituée. Ce phénomène se traduit par



le **rendement faradique** noté  $\eta_F$ . Les constructeurs fournissent généralement pour une batterie un rendement faradique en [%], calculé sur un cycle complet, avec une charge CC-CV suivie d'une décharge en CC dans les conditions nominales. Donc, a priori ce rendement donné par les constructeurs est le rendement maximum de la batterie sur un cycle complet qui caractérise la batterie. Il représente le pourcentage de pertes de conversion entre la quantité d'Ah chargées et déchargées pour cette batterie. En réalité, le rendement faradique, dans sa définition la plus simple correspond au rapport entre les Ah chargés et déchargés sur un cycle, et peut se calculer par l'équation III.6, où  $Q^{B,c}$  et  $Q^{B,d}$  correspondent respectivement à la quantité totale d'Ah chargés et déchargés sur le cycle considéré. Un tel paramètre, en réalité, pour chaque technologie de batterie dépend du C-rate, du régime de sollicitation (à quel niveau de la charge complète le cycle est réalisé, du point de départ du cycle, de la nature du cycle (complet ou incomplet)) et de la température.

$$\eta_F = \frac{Q^{B,d}}{Q^{B,c}} \quad (\text{III.6})$$

Il est important de noter que le rendement doit être calculé dans des conditions identiques entre la charge et la décharge, sinon il n'est pas possible de représenter les pertes sur un cycle, puisque les résultats dépendent du courant. De même, si le cycle effectué est incomplet alors le rendement évalué sera différent par rapport à un rendement évalué sur un cycle complet y compris si les deux cycles sont effectués au même C-rate.

Le **facteur de charge**, dit *Charge Factor* et noté CF est une autre manière de représenter le fait qu'il faut compenser les charges perdues pour que la batterie se retrouve dans le même état avant et après une décharge. Dans le cas d'un cycle complet, la partie de la charge qui permet de compenser les pertes est dite "surcharge" d'une batterie et permet théoriquement de récupérer la capacité déchargée. Puisque nous avons défini un cycle conformément à la définition courante comme un enchaînement charge puis décharge de la batterie. Dans ce cas, alors que le rendement faradique est exprimé sur le même cycle, il semble plus juste d'exprimer le CF comme le ratio entre la quantité d'Ah chargée au cycle  $n$  et celle déchargée au cycle précédent  $n-1$ . Cependant quand les cycles se suivent et s'enchaînent dans les mêmes conditions, il correspond à l'inverse du rendement faradique (calculé sur le même cycle).

Le **rendement énergétique** ( $\eta_E$ ) représente les pertes à la fois liées au rendement faradique et également aux chutes de tension aux bornes de la batterie dues au transfert de matière et de charges. Comme pour le rendement faradique, il se calcule sur un cycle, et dépend des conditions auxquelles le cycle est réalisé. Il représente la quantité de Wh non restituables à la décharge par rapport à la charge précédente. C'est le ratio de l'énergie stockée sur l'énergie restituée pour le même cycle.

### 2.4.2 Phénomènes électrochimiques complexes et notions liées au comportement et au vieillissement

**L'effet Peukert** L'effet Peukert, désigne un essai de description du phénomène de non linéarité de la quantité de charges déchargées en fonction du courant. La quantité de charge effective récupérée en décharge à C-rate constant (CC) diminue quand le régime de courant de décharge augmente. Ainsi, à quantité de charge égale disponible dans une batterie, plus le régime de courant de décharge est grand, moins il sera possible d'exploiter la quantité de charge disponible et donc de soutirer du courant de la batterie. En réalité, cela est dû à une répartition non-homogène des réactions sur la surface des électrodes. Cet effet Peukert est modélisé par une équation III.7 et, en particulier, un coefficient dit coefficient de Peukert  $k$ .  $I_T$  représente le courant de décharge et  $T$ , le temps nécessaire à la décharge complète à  $I_T$ .

$$I_T^k * T = \text{constante} \quad (\text{III.7})$$

L'effet Peukert résulte d'une limitation du transport de matière. En effet, plus le courant est grand, plus l'utilisation de la matière active va se faire rapidement et donc la vitesse de la réaction principale de conversion d'énergie chimique vers l'électrique devient supérieure à la vitesse des flux de diffusion, entravant ainsi la diffusion homogène des espèces et des réactions dans la batterie et limitant par ce fait, la quantité de charge récupérée lors de la décharge.

Pour les batteries PbA, le coefficient de Peukert est estimé de manière empirique entre 1.1 et 1.7 [202], dépendant de la qualité et de la technologie de la batterie. Plus l'exposant de Peukert est élevé, plus la capacité diminue quand le courant augmente. Ces non-linéarités sont connues pour être plus significatives pour les batteries PbA que pour les batteries Li, mais il existe en réalité sur la majorité des familles de batteries, bien que souvent négligé.

C'est une des raisons pour lesquelles pour certaines technologies de batteries, notamment pour les batteries PbA, certains constructeurs fournissent plusieurs tensions de fin de décharge  $V_d$  en fonction du C-rate, afin d'assurer que la batterie est correctement déchargée pour chaque C-rate, sans aller à des niveaux de décharge trop importants.

**L'effet "coup de fouet"** Ce phénomène est typique des batteries PbA, il correspond à une variation de tension au début d'une phase de décharge qui suit une charge [220]. Cet effet, dû à des phénomènes électrochimiques à chaque électrode, va engendrer une variation de tension au début de la décharge qui va se superposer à la décroissance normale de la tension. Il est alors possible de l'observer sur la courbe de décharge d'une batterie à C-rate constant, à la suite de la chute de tension instantanée due aux pertes ohmiques. Il se traduit par un "creux de tension" (décroissance puis une croissance) d'amplitude négligeable face à la variation globale de la tension et avec une dynamique rapide. L'amplitude et la dynamique du "coup de fouet" dépendent des conditions d'utilisation de la batterie et de l'état de la batterie avant la décharge. Cet effet va donc dépendre du C-rate en décharge, de la quantité d'Ah dans la batterie au début de la décharge, des conditions de la charge précédent la décharge et de la température. Il n'est

pas toujours observable et peut être complexe à identifier à certains régimes de décharge ou à isoler au milieu des autres phénomènes.

**Les divers modes de fonctionnement** Une batterie peut se trouver dans plusieurs modes de fonctionnement distincts. Nous distinguons trois modes principaux :

- Mode "cyclage" : la batterie alterne les phases de charge et de décharge.
- Mode "repos" : la batterie n'est pas connectée à un autre circuit et aucun échange de charges avec l'extérieur n'est possible.
- Mode "*floating*" ou "entretien" : la batterie est maintenue en charge à faible courant correspondant au courant d'entretien ou courant de *floating*. Ce courant est généralement fixé pour compenser les pertes dues à l'auto-décharge de la batterie et s'assurer que la batterie est maintenue complètement chargée.

Suivant l'application pour laquelle la batterie est utilisée, elle est amenée au cours de son usage à fonctionner dans un de ces trois modes et plus probablement à passer tout au long de sa vie d'un mode à l'autre.

Dans le **mode cyclage**, la batterie est utilisée, c'est-à-dire qu'elle fournit ou absorbe du courant. Elle va alors alterner les phases de charge sous différents régimes et de décharge sous différents régimes. Dans ce mode, nous distinguons le cyclage que nous appelons "cyclage à cycle complet" et qui correspond finalement à un mode d'utilisation de la batterie idéal, où celle-ci serait cyclée uniquement en enchaînant les charges et les décharges complètes à CC suivant les protocoles donnés par les constructeurs. Dans la réalité, la batterie va fonctionner à différents C-rate en charge et en décharge, de même qu'elle ne va pas toujours se recharger complètement avant de se décharger et vis-et-versa. Comme ce mode est aussi appelé cyclage dans la littérature, nous ferons la distinction dans ce manuscrit entre "cyclage à cycle complet" et "cyclage à cycle incomplet ou partiel". Dans ce deuxième cas, la batterie enchaîne des cycles dits incomplets ou partiels. Ce deuxième mode de cyclage prend aussi en compte que la batterie peut être soumise à des variations de courant même si celui-ci va dans le même sens, par exemple la batterie ne fait que se décharger mais le courant  $i_t^B$  change de valeur pendant la décharge. Dans ce cas, le comportement ne sera pas le même que dans le cas où la batterie est déchargée à courant constant.

Quand la batterie n'est pas connectée, elle est du point de vue électrique dite en circuit ouvert ou à vide, sans interaction avec l'extérieur. Il est alors dit que la batterie est au **repos**. Les électrons ne pouvant pas circuler, la batterie reste quasiment dans le même état car la réaction principale d'oxydoréduction n'est pas possible. Cependant, comme une batterie est un système électrochimique possédant un circuit ionique interne, certaines réactions parasites et secondaires internes se poursuivent malgré tout à la surface des électrodes. Ces réactions changent progressivement l'état de charge de la batterie, qui perd peu à peu de sa charge électrique. Ce phénomène est appelé **auto-décharge**.

L'auto-décharge d'une batterie est plus ou moins importante en fonction de la technologie et de la qualité de la batterie. Pour certaines technologies, les espèces chimiques présentes dans l'électrolyte font parties des réactifs de la réaction principale donc même au repos ce phénomène d'auto-décharge peut être conséquent.

L'auto-décharge se caractérise dans le temps par une perte de charge progressive et dans les notices techniques, ce phénomène est donné par un **taux d'auto-décharge** généralement en % par jour ou par mois. Il indique ainsi, le ratio de capacité perdue au cours du temps. Ce phénomène typique des batteries dépend en réalité des conditions réelles dans lesquelles la batterie est stockée à l'arrêt, et plus spécifiquement de l'état en termes de quantité d'Ah et de la température à laquelle la batterie est stockée. Dans l'idéal, ce phénomène impose un suivi de l'état de la batterie même au repos, pour s'assurer quelle est stockée dans les meilleures conditions et vérifier qu'elle n'est pas soumise à une situation de décharge profonde prolongée. Si l'application nécessite que la batterie soit "pleine" avant d'être utilisée, cela implique une surveillance et une recharge à prévoir de temps en temps.

Un mode de gestion communément appelé **mode floating** ou en français "mode d'entretien", consiste à maintenir la batterie chargée, sans la sur-charger, et ainsi pallier le phénomène d'auto-décharge et ses inconvénients. Dans ce mode, la batterie est soumise à une charge à CV à une tension dite "tension de *floating*" légèrement inférieure à la tension appliquée pendant la phase de charge à CV. La batterie est maintenue constamment en état de charge complète, absorbant toutefois un courant très faible, appelé courant de *floating* ou d'entretien. Ce mode est généralement enclenché automatiquement à la fin d'une charge CC-CV classique. Sa mise en oeuvre s'effectue par le circuit électronique gérant la batterie au plus proche, en l'occurrence le BMS. Ce mode permet de maintenir la batterie à son état "plein". La plupart des batteries de secours utilisées pour les application de sécurité (alimentation ininterrompibles) sont maintenues au cours de leurs vie en mode *floating*.

**L'influence de la température** Comme toute réaction chimique, les réactions ayant lieu au sein d'une batterie sont influencées et influencent les variations de température en interne et autour même de cette batterie. De même, l'ensemble des réactions sont influencées par la température extérieure. Une augmentation de la température va favoriser les réactions endothermiques (qui consomment ou absorbent de la chaleur) alors qu'une diminution de la température, les réactions exothermiques (qui dégagent de l'énergie). En fonctionnement, un des impacts important de l'influence de la température est une augmentation de la quantité de charge disponible lorsque la température augmente. Par conséquent, la quantité de charge déchargée lors d'une décharge à CC est plus importante à haute température qu'à basse température (dans la limite de la plage de fonctionnement donnée par les constructeurs). Cela devient vite complexe pour étudier les liens entre phénomènes quand par exemple, une batterie est déchargée à une certaine température puis rechargée à une température plus élevée, et donc finalement sur-chargée. C'est pour cela que certains constructeurs fournissent plusieurs tensions de fin de charge  $V_{CV}$  en fonction de la température et parfois même en fonction de l'état de la batterie au départ de la

recharge. Plus le courant est important, plus les variations de température sont grandes. Au repos, la température ambiante de l'endroit dans lequel est stockée la batterie influence également les réactions électrochimiques, l'état de la matière active et des composants de la batterie. Cette variable a donc un impact sur la batterie, même au repos et notamment sur son vieillissement.

**Le vieillissement** La notion de vieillissement d'une batterie fait référence à l'ensemble des phénomènes qui font que la batterie a une durée de vie limitée dans le temps, comme tout système. Pour les batteries, il peut être distingué deux types de vieillissement. Le **vieillissement calendaire**, qui s'exprime en nombres d'années et le **vieillissement en cyclage**, qui s'exprime en nombre de cycles ( $N_c$ ).

Le vieillissement calendaire se produit lorsque la batterie est au repos ou en mode *floating* non sollicitée pour restituer de l'énergie et dépend principalement de l'état de la batterie pendant cette phase de stockage et de la température.

Le vieillissement en cyclage dépend des sollicitations que subit la batterie en termes de C-rate, de quantité de charge échangée, de la température et des protocoles de charge et de décharge.

La batterie subit ces deux types de vieillissement au cours de sa vie, appelé le **vieillissement combiné**. Quel que soit le type de vieillissement, il a un impact sur les performances de la batterie, et principalement sur son impédance. Plus précisément, il entraîne une diminution de la capacité et une augmentation de la résistance interne de la batterie.

Le vieillissement en cyclage est généralement donné par les constructeurs en nombre de cycles pour différentes profondeurs de décharge. Ce sont des cycles à CC à partir de l'état "plein" jusqu'à différents états "vide" ou non. Cela consiste à réaliser une série de cycles partiels sur la batterie et à mesurer régulièrement la capacité. Lorsque cette capacité a perdu de la valeur et a atteint 80% de la capacité nominale, alors le nombre de cycles effectués jusque-là correspond à la durée de vie en cyclage. Nous notons la capacité au début de la vie de la batterie, neuve,  $C_{BoL}$  pour *Beginnig of Life* (BoL) qui correspond généralement à la capacité nominale, en opposition avec la capacité à la fin de la vie de la batterie  $C_{EoL}$  pour *End of Life* (EoL). Un consensus général aujourd'hui donne  $C_{EoL}$  comme 80% de  $C_{BoL}$  [221], signifiant une perte de capacité égale à 20% de  $C_{BoL}$  comme niveau de fin de vie et impliquant un besoin de renouvellement de la batterie. Toutefois, cela est amené à évoluer notamment avec tous les travaux sur les secondes vies de batteries. En effet, cette valeur de 80% peut sembler un peu arbitraire. Elle s'explique empiriquement par le fait que les tests faits pour déterminer la durée de vie en cyclage montrent que la capacité décroît ensuite plus rapidement à partir de cette limite de 80%, mais en réalité la batterie peut continuer à fonctionner avec des performances dégradées.

Les fabricants fournissent généralement soit, plusieurs valeurs de nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge, que nous noterons  $N_{EoL}$  et que nous pouvons retrouver également comme  $N_{CF}$  pour *Cycles to Failure*; soit une courbe donnant le ratio de capacité mesurée relatif à  $C_{BoL}$  et en fonction du nombre de cycles  $N_c$ . Ces informations sont sensées aider partiellement à dimensionner la batterie sur un temps d'utilisation potentiel en fonction de

l'usage prévu initialement.

Cependant, les protocoles permettant de déterminer la durée de vie en cyclage peuvent varier d'un constructeur à l'autre, et ne sont pas toujours explicités [222]. Par exemple, les constructeurs ne fournissent parfois pas le C-rate, la température ou même comment est mesurée la capacité dans le comptage des cycles. De plus, ces tests traduisent seulement un type de sollicitation particulier de la batterie qui correspond le plus souvent à des cycles d'amplitudes constantes et des C-rate constants, et donc qui ne représente pas l'utilisation réelle d'une batterie, notamment dans les applications avec des EnR.

Dans le cas du vieillissement calendaire, les tests effectués par les constructeurs consistent à laisser la batterie en mode *floating* ou au repos puis à la réaliser un cycle complet à C-rate et à température constante régulièrement. Parmi les *datasheets*, nous retrouvons des variations entre une fois par mois et une fois tous les trois mois. Lorsque la capacité mesurée est inférieure à 80% ou moins, la batterie est considérée obsolète comme dans le cas précédent. Comme pour le vieillissement en cyclage, ces données "constructeur" manquent souvent de spécifications, comme la température des tests ou l'état de la batterie stockée.

Nous différencions quatre notions par rapport au vieillissement, inspirées de la thèse de E. Redondo Iglesias [9], en intégrant en plus la notion d'usage :

- **l'usage** : c'est l'utilisation qui entraîne un mécanisme de vieillissement et constitue la cause du mécanisme de vieillissement.
- **le mécanisme de vieillissement** : c'est la réaction parasite ou le phénomène physique responsable de la dégradation.
- **le mode de dégradation** : c'est la conséquence directe du mécanisme de vieillissement. Le mécanisme de vieillissement entraîné par un usage va avoir des répercussions sur un des éléments de la batterie, par exemple la matière active des électrodes qui perd en conductivité. Cette conséquence au niveau des éléments de la batterie correspond au mode de dégradation.
- **la dégradation des performances** : d'un point de vue électrique, les modes de dégradation vont impacter les performances de la batterie. Ces modes de dégradations vont se traduire pour l'utilisateur par des risques de court-circuit et par l'évolution et l'impédance interne de la batterie (principalement l'augmentation de la résistance interne et la diminution de la capacité).

**L'effet mémoire** L'effet mémoire, parfois confondu avec le vieillissement, est un phénomène qui traduit une perte de la capacité lorsqu'une partie des Ah disponibles sont non utilisés depuis longtemps. Par exemple, si nous ne déchargeons jamais une batterie en entier, soit jusqu'à l'état "vide", au bout d'un moment les Ah non utilisés ne seront plus récupérables. La capacité de la batterie sera donc diminuée. Comme il est assez délicat de faire la différence entre une perte de capacité liée à un phénomène ou à un autre, les pertes de capacité globale de la batterie sont

souvent associées uniquement au vieillissement. L'effet mémoire est surtout significatif sur les batteries Nickel-Cadmium, et souvent négligé en dehors de cette technologie.

**Le "rodage"** C'est une procédure assez peu expliquée dans la littérature mais qui est implicitement facile à comprendre. A la première utilisation de batteries neuves, il consiste au démarrage d'une campagne de mesures par la réalisation de plusieurs cycles sur la batteries avant d'obtenir des tests reproductibles. Le rodage sert essentiellement à homogénéiser l'état des cellules puisqu'à priori, étant restées inutilisées pendant longtemps, elles ont évolués séparément, leurs espèces chimiques ne sont pas réparties de la même façon notamment par leurs courants d'auto-décharge et le vieillissement calendaire.

### 2.4.3 Les indicateurs de l'état de fonctionnement et de vieillissement

Durant l'utilisation de la batterie, son courant, sa quantité de charge, sa tension et sa température sont les variables principales qui traduisent son fonctionnement et les services qu'elle peut assurer. A partir de ces variables, un certain nombre d'indicateurs sont calculés permettant de connaître son état. En maîtrisant et en connaissant ces indicateurs, il est possible d'optimiser le fonctionnement d'une batterie, d'anticiper ou d'aménager son utilisation. C'est un des rôles majeurs du **BMS**. Ce système correspond à un organe de gestion externe de la batterie dont une partie au moins est connectée au plus proche de celle-ci, voire dans certains packs placé à l'intérieur. Il est constitué de capteurs et d'actionneurs permettant de remonter les informations pour calculer les indicateurs via les variables tension, courant et température, de les traiter, d'émettre des recommandations, des alertes en cas d'opérations non conformes aux limites d'utilisation et/ou de gérer au mieux le fonctionnement de la batterie selon un algorithme pouvant être dans le BMS ou bien implanté au sein du système de gestion. Il peut être plus ou moins complet suivant le nombre de capteurs/variables et indicateurs qu'il gère et la manière dont les indicateurs d'état sont estimés. Les fonctions et les décisions d'un BMS peuvent être réalisées par une entité propre, ou bien associées au convertisseur qui gère la batterie, ou distribuées à plusieurs endroits du micro-réseau. Cependant, lorsque nous parlons du système BMS, il y a toujours un ensemble de capteurs qui doivent être positionnés en local au plus près de la batterie ou d'une association de batteries de même type.

Par extension, les indicateurs traduisant l'état d'une batterie sont souvent utilisés dans les algorithmes de gestion et de dimensionnement des micro-réseaux. Ainsi en théorie, à partir des profils d'utilisation et d'un modèle de batterie, il est possible de calculer ces indicateurs puis ensuite de fournir les informations nécessaires à la gestion optimale des batteries.

En résumé, nous rappelons d'abord les divers indicateurs existants utilisés par la communauté, puis nous donnons les limites et les difficultés pour les estimer ou pour bien comprendre ce qu'il traduisent vraiment.

Pour cela, nous faisons la distinction entre deux types d'indicateurs d'état, **les indicateurs d'état de fonctionnement** et **les indicateurs d'état de vieillissement**.

Nous définissons les indicateurs de fonctionnement comme :

- **L'état de charge** (SoC) appelé par anglicisme *State of Charge* et donc noté SoC, est un indicateur permettant d'exprimer la quantité de charge restante, disponible et utilisable. Il est généralement exprimé par rapport à la capacité nominale  $C_n$ , en pourcentage ou en unité sans dimension comprise entre 0 et 1. Il s'exprime également parfois en fonction de la capacité mesurée ou donnée dans les documents techniques, lorsque la batterie est neuve, et pour une décharge à faible courant, correspondant ainsi à la capacité maximale théorique restituable par la batterie. Suivant la capacité choisie pour référence dans le calcul du SoC, il peut arriver que celui-ci accepte des valeurs supérieures à 1. Le SoC peut s'apparenter à la jauge d'un réservoir permettant de connaître son état de remplissage. Lorsque la batterie est pleine, le SoC est alors de 100% ou à 1. Lorsqu'elle est vide il est égal à 0. Il est parfois exprimé en fonction d'une autre capacité, par exemple la capacité mesurée lors d'un test réalisé par l'utilisateur à C-rate constant quand la batterie était neuve et pleine ou, par rapport à une autre capacité que la capacité nominale correspondant d'avantage à l'usage qui est fait de la batterie (par exemple C10 si la batterie ne se décharge jamais plus de 10h sans interruption pour l'application donnée) [211]. Le SoC est directement lié à la quantité de charge  $q_t^B$  et à la façon dont cette variable est calculée. Comme  $q_t^B$  est corrélée à la disponibilité de la matière active et à sa quantité sur chacune des électrodes, le SoC peut être estimé d'un point de vue "chimique". Cependant, il faut alors connaître la composition et la concentration des réactifs dans la batterie. D'un point de vue externe, et en général, le SoC s'exprime comme le ratio entre la capacité restante à l'instant  $t$  et la capacité nominale (équation III.8) ou a capacité maximale disponible.

$$SoC_t = \frac{C_t}{C_n} \quad (\text{III.8})$$

- **La profondeur de décharge** ou bien en anglais *Depth of Discharge* notée DoD. En complément du SoC, la profondeur de décharge (DoD) exprime la quantité de charge qui a été vidée/utilisée en fonction de la capacité nominale. Comme pour le SoC, il s'exprime généralement en pourcentage de  $C_n$  ou sans dimension et est compris entre 0 et 1. Le DoD correspond au niveau de décharge de la batterie. Il est le complément du SoC, et est défini par l'équation (III.9).

$$DoD_t = 1 - SoC_t \quad (\text{III.9})$$

En lien avec le DoD et le SoC, il existe d'autres notions pour exprimer le fonctionnement d'une batterie notamment dès que la batterie est soumise à des cycles incomplets, comme c'est le cas avec les micro-réseaux [223, 224, 225]. Nous pouvons citer :

- le **SoC partiel** noté dans ce manuscrit  $pSoC$ , qui représente le SoC autour duquel un cycle est réalisé. Nous retenons la définition de Khayat Ghavani et al. [225],



utilisant cet indicateur pour définir un fonctionnement des batteries en cyclage, incomplet ou complet, comme le SoC moyen autour duquel le cycle est réalisé.

— l'amplitude d'un cycle incomplet ou partiel exprimé en fonction du SoC ou en fonction de DoD. Nous notons alors cette amplitude par  $\Delta SoC$  ou bien  $\Delta DoD$  respectivement.

- **L'état d'énergie** noté SoE pour *State of Energy* est un indicateur qui définit l'énergie restante et disponible, comparée au SoC qui estime ce qui reste en termes de quantité de charge. Le SoC se calcule à partir des Ah restants dans la batterie et le SoE exprime les Wh disponibles et potentiellement utilisables. Il est généralement donné en pourcentage de l'énergie nominale ou d'une quantité d'énergie fixe mesurée ou calculé en décharge à CC pour un certain C-rate et à température constante, à partir de l'état "plein" (SoC à 100%) de la batterie.
- **L'état de fonction** ou *State of Function* (SoF), traduit l'état de l'impédance de la batterie et est relié au vieillissement mais également au SoC et à la température. C'est un indicateur assez récent et peu décrit dans la littérature mais de plus en plus utilisé. Il permet de connaître à un instant  $t$ , la quantité de puissance ou de courant que la batterie peut fournir pour une impulsion, et même parfois le temps de l'impulsion, puisque Waag et al. [226] dans leurs travaux de synthèse des méthodes pour estimer les états d'une batterie, décrivent le SoF comme un indicateur permettant d'indiquer si la batterie est capable de répondre à une certaine fonction définie par l'application, définition somme toute assez vaste.

Il est parfois donné par exemple comme un niveau de C-rate exprimé par rapport au C-rate maximum imposé par les fabricants [227] ou, comme un niveau de P-rate par rapport à la puissance maximale que peut délivrer la batterie, indiquée dans les fabricant, comme par exemple dans les travaux de thèse de A. Lièvre [227]. Il est souvent confondu avec de nouveaux indicateurs comme le *State of Power* (SoP) [226] qui représente le niveau de puissance délivrable par la batterie.

Le SoF tel qu'il est décrit dans la plupart des papiers varie avec la température et le SoC, puisque plus une batterie est chargée, plus elle peut fournir de puissance. A l'inverse, plus elle est chargée et moins elle peut en absorber. En soit, cet indicateur varie également avec le vieillissement, puisque la résistance interne de la batterie augmente avec la durée de vie, limitant ainsi la puissance disponible ou qui peut être absorbée.

Les autres types d'indicateurs que nous retrouvons sont les indicateurs en lien avec le vieillissement :

- **L'état de santé** ou *State of Health* (SoH) qui traduit le vieillissement de la batterie en termes de perte de capacité. Une batterie, quelle que soit son utilisation va perdre de la capacité au cours de sa vie. Le SoH indique ou qualifie cette perte de capacité en pourcentage (ou entre 0 et 1) par rapport à la capacité de la batterie avant toute utilisation. En théorie, le SoH donne ce que peut restituer la batterie à partir de l'instant  $t$ , en décharge

complète et dans les mêmes conditions que lorsque la batterie a été testée au début de sa vie pour mesurer la capacité de référence  $C_{BoL}$ . Il s'écrit de manière générale par l'équation (III.10), où  $C_t$  représente la capacité de la batterie mesurée ou estimée à  $t$ .

$$SoH_t = \frac{C_t}{C_{BoL}} \quad (III.10)$$

Le SoH limite ou le seuil de SoH dépend de  $C_{EoL}$  et vice-versa et dépend des choix de l'application.

- La **durée de vie restante** ou *Remaining Useful Life* (RUL) est une notion employée principalement dans le domaine du pronostic. Elle permet d'avoir une idée de la durée de vie des batteries et indique le temps potentiel d'utilisation qu'il reste (exprimé en nombre de cycles ou en années). La RUL est en général défini en lien avec le SoH d'une batterie et représente le temps qu'elle va mettre à atteindre son EoL ( $C_{EoL}$ ). Elle se calcule souvent à partir du SoH, qui a priori est un indicateur de ce qu'a déjà subi une batterie précédemment, la RUL indique alors ce qui est potentiellement possible de faire encore avec la batterie [226].

Ce que nous pouvons utiliser de la batterie, en termes de quantité d'Ah traduit par le SoC, ou en termes de Wh traduit par le SoE, dépend du C-rate, de la température et des protocoles de charge et de décharge souhaités. La détermination du SoC s'avère souvent complexe puisqu'il varie suivant l'historique de la batterie et des facteurs internes et externes. L'information qu'il fournit dépend de la manière dont il est calculé [228, 229, 211]. Comme le SoC exprime la quantité de charge restante en fonction de la capacité nominale établie dans des conditions expérimentales bien précises, le SoC se veut l'indicateur de la quantité de charge disponible par rapport à une référence de capacité qui correspond rarement à une utilisation réelle.

De plus, la capacité nominale est donnée pour une batterie neuve, et donc avec le vieillissement, le calcul du SoC et surtout de ce qu'il représente est de plus en plus "biaisé" [211] et devrait dépendre du SoH. Le challenge est d'estimer le plus précisément possible le SoC, tout en conservant un indicateur représentatif et parlant pour l'utilisateur. Pour cela, il faut connaître :

- les conditions de fonctionnement,
- l'historique récente sur le SoC précédent et les sollicitations (C-rate) et type de charge ou de décharge précédentes,
- l'historique ancien pour connaître le vieillissement.

Le SoC est d'autant plus compliqué à exprimer si la batterie est utilisée dans des conditions de cyclage à cycle incomplet avec différents C-rate, par exemple lorsque qu'une décharge ou une charge est effectuée avant la fin de la charge ou de la décharge précédente, c'est à dire lorsque la batterie fonctionne en cyclage à cycle incomplet.

Nous pouvons faire les mêmes remarques sur le SoE et le DoD. Concernant le SoE, ces remarques sont d'autant plus vraies que le SoE s'exprime en fonction de l'énergie nominale, grandeur qui s'avère très éloignée d'une grandeur physique réelle comme vu dans sa définition.

Il est également complexe d'estimer tous les autres indicateurs que nous venons de citer et qui sont relatifs à une capacité ou à un paramètre fixe issus des constructeurs comme le SoH ou le SoF. Tous ces indicateurs permettent de créer une référence pour réaliser des comparaisons mais, utilisés en fonctionnement pour estimer l'état global d'une batterie surtout en cyclage incomplet et différent d'un cycle à l'autre, il devient difficile de s'appuyer sur ces indicateurs d'état sans passer par des techniques d'estimation avancées et sans étudier les erreurs de précision par rapport à l'état réel d'une batterie.

En résumé, la batterie est un système complexe dépendant de multiples facteurs extérieurs et internes. Le calcul d'indicateurs de fonctionnement ou/et de vieillissement ainsi que la modélisation de ses caractéristiques ne sont pas aisées et amènent souvent à de nombreuses hypothèses simplificatrices pour y arriver. Cela a pour conséquences que ces variables/indicateurs basés sur des définitions précises, ont des significations légèrement différentes d'une référence bibliographique à l'autre en fonction de comment la grandeur en question est calculée et des hypothèses qui ont été posées par les auteurs.

Nous pouvons rajouter à cela que, comme la batterie est un système qui permet de fournir de l'énergie, la décharge est sa fonction première comme c'est le cas pour une pile. Historiquement les batteries ont été surtout utilisées pour des applications embarquées, la communauté travaillant sur ces applications a ainsi acquis un savoir spécifique sur le comportement de ces SSE selon des profils types, principalement de décharge. Aujourd'hui, les progrès sur la connaissance du fonctionnement et du vieillissement de batteries, émanent principalement des recherches sur les véhicules électriques pour augmenter l'autonomie de ces systèmes. Dans ce contexte, la décharge a longtemps été la priorité en termes d'optimisation impliquant une recherche de connaissance (modélisation de la décharge) plus avancée et d'avantage précise que ce qui est aujourd'hui fait pour connaître l'état réel de la batterie ou son comportement en charge.

Les modèles pour estimer l'état de fonctionnement et de vieillissement d'une batterie doivent donc être pensés conjointement et en lien avec l'objectif de la simulation ou de l'estimation. Ainsi, il faut sélectionner les informations utiles avant de commencer la conception et le développement de modèles qui peuvent rapidement devenir extrêmement compliqués et finalement ne pourront pas être utilisables avec les algorithmes de conception du micro-réseau ou vont s'avérer trop détaillés pour l'application.

Au contraire, en choisissant certains modèles dits "simples" de la littérature sans une réflexion préalable de leurs limites de représentation, ils peuvent s'avérer pas assez précis et ne donneront pas suffisamment d'informations ou pas d'information pertinente pour l'application. Nous nous sommes donc intéressés au cours de nos travaux de recherche à la multitude de modèles issus de la littérature. Nous avons essayé d'en faire une synthèse en fonction par exemple des applications dans lesquelles nous les retrouvons, pour modéliser les variables liées au comportement et au vieillissement. Ces travaux de synthèse sont résumés dans la section suivante dédiée à l'étude générique de la modélisation des batteries.

### 3 État de l'art de la modélisation des batteries

Dans cette section, nous proposons un état de l'art des méthodes existantes pour modéliser le comportement d'une batterie et son vieillissement. Ainsi, nous avons examiné plus précisément les avantages et les inconvénients de chaque modèle ou lois qui permettent de prendre en compte le vieillissement et l'évolution de l'état d'une batterie.

Nous commençons par rappeler les considérations qui nous semblent importantes à prendre en compte, lors du développement d'un modèle de batterie, et plus spécifiquement lorsque cette batterie est utilisée dans un micro-réseau. Puis nous présentons les différentes méthodes existantes dans la littérature et comparons leurs performances suivant différents critères établis pendant la thèse. Enfin, nous avons sélectionné trois modèles de fonctionnement, faisant partie des plus utilisés dans la conception des micro-réseaux, dans le but d'en évaluer plus précisément les performances.

#### 3.1 Hypothèses préliminaires et postulats

Nous tenons à préciser que pour simplifier les explications dans la suite du manuscrit, à partir de cette sous-section, nous ne faisons plus la distinction entre loi et modèle, et appelons de manière générique **modèle**, l'ensemble de ces deux termes pour alléger la lecture du manuscrit. En fait, la différence est assez ambiguë dans la littérature quand il s'agit de la modélisation du comportement et/ou du vieillissement des batteries, ou de tout autre SSE. La loi fait référence à une ou plusieurs règle(s) (la plupart du temps correspondant à des lois empiriques basées sur des mesures ou des données des fabricants) liées à l'observation d'un phénomène permettant d'estimer une grandeur et son évolution dans le temps, avec la température, selon les états de charges, etc. Le modèle, quant à lui, représente le ou les phénomènes liés à la grandeur et conceptualise donc cette grandeur et permet de la simuler. Finalement, c'est deux notions ont le même objectif, soit d'estimer le comportement et/ou le vieillissement.

Tout l'enjeu d'un modèle de batterie est d'estimer les indicateurs d'état à chaque instant afin d'anticiper et décider de son utilisation en connaissance de cause et donc si possible de manière optimale selon les divers choix et critères à notre disposition. Les indicateurs les plus utilisés pour cela dans la littérature sont le SoC et le SoH. Comme expliqué précédemment, il existe d'autres indicateurs, comme le SoF par exemple, qui deviennent importants pour la communauté. Toutefois, en premier lieu, l'estimation du SoC et du SoH s'avèrent la priorité.

Le choix d'un "bon" modèle de batterie, pour un objectif donné, dépend d'un compromis entre la complexité du modèle et sa précision permettant d'étudier les interactions avec l'environnement externe et interne. Les deux notions, **complexité** et **précision** d'un modèle sont définies par Rosewater et al. [230, 231] dans deux articles de synthèse sur la modélisation et l'estimation du SoC. Nous reprenons ces définitions, qui sont couramment utilisées dans le domaine en y apportant quelques points complémentaires.

- La précision témoigne de la faculté/capacité d'un modèle à :

- retranscrire l'évolution d'une variable ou d'un phénomène le plus fidèlement possible par rapport à la réalité, c'est ce qui est appelé aussi le *predictability*;
  - effectuer une représentation réaliste avec le reste de l'environnement, en l'occurrence le convertisseur, sa gestion, la température, les profils d'utilisation, etc.
  - avoir la capacité à retranscrire ou à représenter un maximum de phénomènes ayant lieu dans la batterie en interne et en externe et suivant différentes dynamiques (le plus grand nombre),
- La complexité est, en grande majorité, dépendante :
    - du nombre de paramètres pris en compte pour réaliser le modèle et joue sur le temps de calculs nécessaires à la simulation du modèle,
    - de la quantité de données réelles nécessaire pour établir le modèle (identifier ses paramètres), impliquant des tests expérimentaux ou un accès vers des bases de données,
    - du type d'équations de préférence linéaires et peu complexes n'entraînant pas de temps de calculs trop importants pour une résolution rapide,
    - des types et nombres de variables à gérer,

Idéalement, quel que soit le type de modèle, ce que nous demandons à un modèle d'être le plus précis possible, en fonction de la dynamique considérée et avec la complexité la plus faible. Cependant, plus le degré de précision du modèle par rapport au système réel est important, plus celui-ci s'avère complexe à mettre en oeuvre et plus les temps de calculs et d'exécutions seront long.

Avant d'étudier les modèles de batterie présents dans la littérature, nous rappelons, les objectifs et la définition d'un modèle global et complet de batterie. La figure III.9, montre les interactions entre les différents types de modèles existants aujourd'hui dans la littérature concernant les batteries. Pour aboutir à un modèle global d'une batterie assez complet et apte à représenter tous les phénomènes et les interactions associés, il s'avère que des associations de modèles sont nécessaires.

Le **modèle de comportement électrique** ou électrochimique, a pour but de représenter les variations des caractéristiques qui traduisent le comportement de la batterie, typiquement le courant, la tension, la puissance, les Ah échangés, etc. A partir des résultats de ce modèle, il est possible d'estimer les indicateurs d'état de la batterie. Le modèle de comportement électrique traduit le fonctionnement électrique de la batterie. Le modèle de comportement (sous-entendu électrique) simule le fonctionnement et permet d'estimer les indicateurs d'état. Il est couplé avec deux autres types de modèles. Ce modèles et parfois référencé comme "modèle de fonctionnement" ou "modèle de performance".

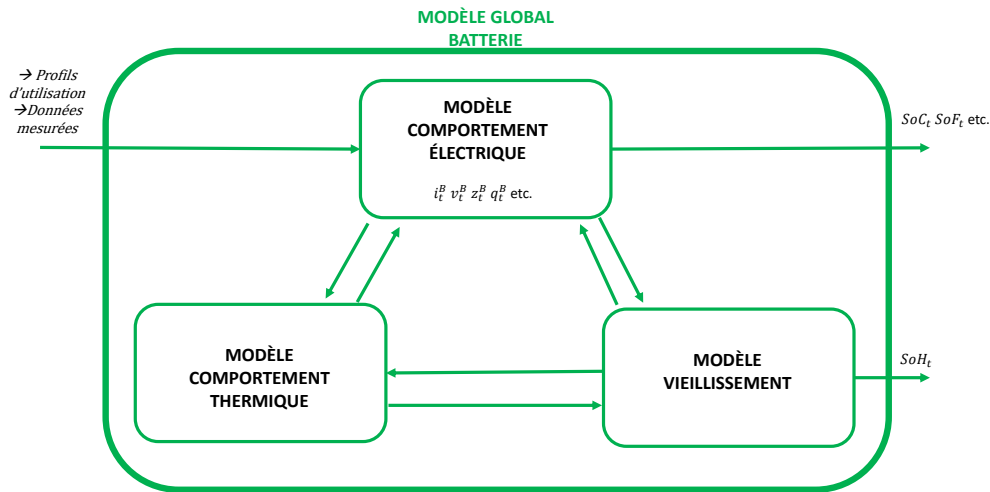


FIGURE III.9 – Différents type de modèles entrants en jeu dans la modélisation globale d'une batterie

Le **modèle de comportement thermique** représentant le comportement thermique de la batterie qui dépend de l'environnement extérieur et du comportement électrique de la batterie donc du modèle de comportement. Le **modèle de vieillissement** permet d'estimer les indicateurs de vieillissement, comme par exemple la capacité restante dans la batterie pour estimer le SoH et en fonction des choix faits de modélisation d'autres indicateurs du vieillissement comme la RUL. Dans des degrés de représentation proches du système réel, le modèle de vieillissement va venir modifier les paramètres du modèle de comportement et les paramètres du modèle thermique, dont les résultats ont une influence directe sur le modèle de vieillissement.

Pour développer un modèle complet, il faut donc plusieurs entrées/sorties, dont la quantité et la nature dépendent de la modélisation choisie dans chaque type de modèle et de la prise en compte que chaque type de modèle est corrélé et influence les résultats des autres modèles. En plus de cette complexité, il faut prendre en compte une complexité liée à l'échelle du SSE, de la cellule à la batterie et au pack.

Dans le cadre de ces travaux de thèse, et pour l'étude bibliographique qui suit, nous nous sommes intéressés uniquement aux modèles de comportement et aux modèles de vieillissement. La composante thermique n'a pas été traitée. Nous faisons donc référence par la suite au modèle de comportement électrique dès que nous parlons de modèle de comportement ou de fonctionnement.

Concernant l'échelle d'étude choisie, cela va principalement dépendre du degré de précision du modèle, plus le modèle est précis, plus il va traduire le comportement des éléments à petite échelle, et plus il sera adaptée par exemple pour la modélisation de la cellule voire de l'électrode. Nous avons principalement étudié et retrouvé dans la littérature des modèles de batterie ou de

cellule, considérant ensuite le pack comme une association série/parallèle de ces modèles, bien que ce ne soit pas toujours le cas. Cela va dépendre du modèle, nous détaillons donc ce point suivant les références citées.

L'estimation de la durée de vie, le diagnostic et le pronostic sur les batteries sont aujourd'hui des enjeux importants puisque, comme énoncé au chapitre I, les SSE, dont font partie les batteries, représentent un coût non négligeable à l'investissement et à la maintenance des micro-réseaux. Une des solutions pour faire baisser ce coût est de considérer l'investissement sur la durée de vie des batteries et faire en sorte d'augmenter cette durée ainsi que de faire baisser la maintenance associée. Le couplage entre les modèles fonctionnels et les modèles de vieillissement est donc un critère majeur aujourd'hui à considérer lors du développement d'une application. Il faut se poser la question suivante : "sur quelles variables du modèle de comportement va s'appuyer le modèle de vieillissement, et vice et versa ?". Ainsi, le choix d'un modèle de vieillissement amène des considérations sur les variables nécessaires pour le calculer et doivent donc être disponibles et modélisées par le modèle de comportement. De même, si le modèle de vieillissement vient modifier des variables du modèle de fonctionnement, elles doivent apparaître dans le modèle. Tout ces choix sont dictés en fonction de l'application, qui guide l'objectif de la modélisation et, de la combinaison des modèles vieillissement-comportement traduisant le fonctionnement de la batterie et aboutissent à des choix de modélisation différents.

Dans un environnement complexe de type système, comme l'est le micro-réseau, il semble donc important, avant de commencer toute modélisation, de se poser ces questions :

- Quel est l'objectif de la modélisation, puis dans quel type d'outil de simulation ou d'estimation vais-je intégrer mon modèle ? Sur quel horizon temporel je fixe mon objectif ?

**Objectif de la modélisation** La première question que nous posons ici porte sur l'objectif de la modélisation, du comportement ou du vieillissement, et sur les sorties de mon modèle, les informations que je souhaite estimer ou que je souhaite obtenir. A priori, il s'agit de représenter le comportement de la batterie afin de simuler les variables qui la caractérisent comme la tension, le courant et la quantité d'Ah échangés et principalement d'estimer les indicateurs témoignant de son état, le SoC et le SoH et parfois le SoF, RUL, ou encore le SoP, etc.

La modélisation des batteries est un sujet largement étudié par la communauté travaillant sur les micro-réseaux. Dans ce contexte, un modèle de SSE peut répondre à différents objectifs :

1. Simuler le micro-réseau pour optimiser son dimensionnement.
2. Simuler le micro-réseau pour optimiser les stratégies de gestion des SSE *off-line*, soit pour faire de la gestion couplée au dimensionnement soit de la gestion associée à de la prédiction sur un horizon de temps long (du jour pour le lendemain par exemple).
3. Simuler le micro-réseau sur des horizons de temps courts pour adapter la gestion à court terme et *on-line*.
4. Simuler le comportement de la batterie pour concevoir les lois de contrôle-commande souhaitées et mises en oeuvre sur les convertisseurs associés aux SSE.

5. Intégrer le modèle au système de gestion temps réel des batteries ou BMS, pour estimer l'état de la batterie et prédire son comportement.

Ces points traduisent la dynamique souhaitée par rapport à l'objectif des modèles. Lorsque nous parlons de conception *off-line*, donc de dimensionnement couplé à la gestion *off-line*, les considérations temporelles sont longues impliquant des pas de temps entre chaque donnée supérieurs ou égaux à la minute, puisque l'idée ici est de simuler le comportement du micro-réseau sur le long terme afin d'optimiser la gestion et le dimensionnement considérant la durée de vie des batteries. Les simulations se basent sur des données avec un horizon de temps important pour pouvoir s'assurer que le dimensionnement sera validé pour différentes périodes, saisons. Les profils d'entrées des algorithmes de dimensionnement et de gestion *off-line* sont donc a priori longs si nous souhaitons considérer les différentes sollicitations possibles du micro-réseau et s'assurer au maximum de la validité des résultats.

Dans ces cas-là, il semble en première approche assez pertinent de choisir des modèles qui ne simuleront pas forcément les dynamiques rapides des batteries, puisqu'a priori nous visons des échelles de temps de simulation longues comparées à ces dynamiques. Ainsi, pour réaliser une simulation peu coûteuse en terme de temps de calcul, il est préférable d'opter pour des modèles qui n'ont pas forcément le plus de niveaux de détails. Cependant, si dès le départ de la conception du micro-réseaux les modèles de batteries utilisés ne sont pas assez précis, il va devenir difficile lors de la réalisation et en fonctionnement d'optimiser la gestion de ces systèmes au risque de ne pas répondre à l'application pour laquelle le micro-réseau a été développé. Il se peut même que le dimensionnement soit faux. Une marge de sécurité peut être prise pour pallier le fait que le modèle des batteries dans le modèle du micro-réseau n'est pas précis, et donc anticiper les erreurs possibles, mais alors, la phase de conception n'est plus construite de manière optimale en terme de critères économiques et écologiques.

Dans le cas des points 3 et 4, si l'objectif de la simulation est d'établir des lois de gestion *on-line* ou des lois de contrôle commande, l'objectif oblige le modèle à considérer des dynamiques plus rapides. Dans un premier temps, pour faire des algorithmes de gestion *on-line*, nous avons besoin de modèle traduisant les dynamiques de l'ordre de la minute jusqu'à la seconde et en deçà pour le contrôle-commande. Plus les modèles à ces niveaux seront précis, plus ils permettront de fournir des informations de qualité pour optimiser les stratégies de gestion et contrôle-commande.

Lorsque nous sommes en fonctionnement, une fois que le micro-réseau est réalisé, il s'agit d'adapter l'estimation des indicateurs d'état de la batterie par rapport au fonctionnement réel. Nous parlons alors d'estimation en temps réel, souvent basée sur des données passées permettant des prédictions à court terme et qui ont pour but de prendre en compte le fonctionnement de la batterie pour anticiper les actions futures mais à court et moyen termes. Cette surveillance se fait essentiellement par le BMS placé au plus proche de la batterie et qui est en charge de sa gestion en temps réel et de sa sécurité (surveillance de la température et des niveaux de tension et de courant). Les estimations de SoC et de SoH fournis par le BMS vont pouvoir informer les algorithmes de contrôle et de gestion *on-line* de l'état de la batterie qui vont pouvoir adapter les



opérations du micro-réseau en conséquence. L'utilisation de modèle implique ici des modèles précis.

Il est toujours important cependant dans le type d'application au niveau contrôle-commande ou pour créer un BMS, de toujours avoir à l'esprit la complexité du nécessaire. En effet, par exemple pour un BMS, les temps de calcul ne doivent pas excéder la fréquence à laquelle l'utilisateur a besoin des informations.

**La question du profil d'utilisation et des profils d'entrée** Lorsque nous considérons une batterie dans un système tel qu'un micro-réseau, elle est soumise à ce qui est appelé communément un **profil d'utilisation**. Ces profils sont une suite de données temporelle, de puissance ou de courant. C'est la consigne de puissance ou de courant que doit fournir ou absorber la batterie. Autrement dit c'est l'entrée du modèle de comportement. Lorsque la batterie ou le pack de batteries est associé à un convertisseur, c'est la puissance ou le courant qui transite entre la batterie et le convertisseur.

Quand l'objectif est de déterminer et d'optimiser une stratégie de gestion *off-line* ou de faire le dimensionnement des batteries, ce profil n'est a priori pas connu. Ce qui en revanche l'est, dans la majorité des cas, ou qui peut être prédit, ce sont les profils de puissance de consommation et de production. A partir de ces profils, du modèle de comportement batterie et suivant le dimensionnement et la stratégie de gestion des batteries, il est possible de calculer la tension et le courant à partir desquels il est ensuite possible d'estimer les indicateurs d'état de fonctionnement et de vieillissement. Dans le cas de la gestion *on-line* ou du BMS, les modèles peuvent estimer les états en fonction de données réelles, à priori de courant ou de tension. Dans ce cas, le modèle a pour fonction de faire du pronostic ou du diagnostic. Cependant, quand il s'agit d'établir une stratégie de gestion *on-line* ou de contrôle commande, alors la problématique rejoint celle de la détermination des profils d'utilisation comme pour le dimensionnement et la gestion *off-line*, puisque nous ne nous basons plus sur des données réelles.

### 3.2 Les modèles de comportement électrique

Nous proposons dans cette partie une synthèse des modèles utilisés dans la littérature. Pour chaque type de modèle décrit dans chaque paragraphe suivant, nous expliquons ses avantages et ses inconvénients en termes de complexité et de précision, les applications dans lesquels nous les retrouvons majoritairement et les variantes qui existent.

Les informations principales de cette section sont issues de la synthèse de plusieurs papiers d'état de l'art comme le travail de Rosewater et al. [230], de Campagne et al. [232], de He et al. [233], Hu et al. [234] ou encore celui de Cuma et al. [235] et Waag et al. [226] sur les méthodes *model-based* pour estimer le SoC.

En lien avec les dénominations de la littérature, nous avons fait le choix de distinguer quatre types de modèles différents :

- Les modèles PE

- Les modèles IVQ
- Les modèles ECM
- Les modèles électrochimiques dédiées "système" et les modèles électrochimiques

Nous commençons par traiter les modèles du niveau d'abstraction le plus important au niveau le plus représentatif des phénomènes internes à la batterie.

**Les modèles puissance-énergie (PE)** Ce type de modèle se limite à des considérations puissance énergie de la batterie en l'observant comme un "réservoir d'énergie" [230]. Il est appelé par Aaslib et al. [236] "PE-model". Nous garderons cette notation et ferons par la suite référence à ce type de modèle par modèle PE.

Il consiste à intégrer la puissance échangée entre la batterie et le reste du micro-réseau. Lorsque cette puissance atteint le seuil limite, défini par la quantité d'énergie maximale que peut stocker la batterie, alors la batterie est considérée comme pleine, et ne peut plus se charger. Dans son approche la plus simple, il traduit donc les variations de SoE de la batterie comme la variation de l'énergie  $e_t^B$  par rapport à  $E_n$ . Il est particulièrement utilisé dans les simulations de gestion *off-line* et de dimensionnement.

Cette version de base peut être améliorée en prenant en compte le rendement par exemple. Dans ce cas, le rendement énergétique de la batterie est le plus souvent appliqué à la puissance  $p_t^B$  en charge et est très souvent considéré constant et égal à des valeurs des fabricants ou des données issues de la littérature. Arcos-Vargas et al. [99] propose une version améliorée de ce modèle en calculant l'énergie  $e_t^B$  à chaque instant à partir de la puissance mais en incluant les pertes de la batterie grâce à un rendement énergétique  $\eta_E$  proportionnel à la quantité d'énergie chargée/déchargée dans la batterie. Dans ce papier, les auteurs utilisent ensuite ce modèle afin de développer un EMS et de tester l'impact de différentes limites de puissance de charge/décharge sur le vieillissement de LiB dans une stratégie d'arbitrage optimisant l'achat et la revente de l'électricité du réseau principal. Nous avons également lu parmi les articles, des auteurs appliquant deux rendements différents, un rendement sur la puissance de charge et un rendement sur la puissance de décharge de la batterie.

Une autre variante consiste à prendre en compte la tension de la batterie en faisant l'hypothèse que celle-ci est constante et égale à sa valeur nominale. Ainsi le modèle PE devient un modèle permettant de "modéliser" la charge  $q_t^B$  et le courant afin d'estimer le SoC. En réalité, dans ce cas, le SoC correspond au SoE puisque ils sont tous deux comparés respectivement à la capacité nominale et à l'énergie nominale, elle-même égale au produit de la tension nominale et de la capacité.

C'est une des raisons pour lesquelles nous retrouvons souvent un amalgame entre SoC et SoE lorsque ce modèle est utilisé, exprimant ainsi le SoC en fonction d'une puissance [237].

Les limites de charge et de décharge sont alors imposées à la variable puissance  $p_t^B$  et en fonction des datasheets souvent calculées en multipliant le C-rate maximum de charge et de décharge avec l'énergie nominale.

Les inconvénients de ces modèles sont que le niveau de détails par rapport aux flux réels qui transitent est très approximatif et limité à une considération puissance/énergie. Le courant n'est donc pas modélisé, et la tension au mieux considérée constante. Ce modèle est donc basé sur des hypothèses fortes, qui a priori le rendent très peu précis car il ne considère aucune des dynamiques de la batterie, le calcul de  $E_n$  à partir de la capacité nominale et de la tension est approximatif et aucun des protocoles de charge ou de décharge dépendants de la tension ne peuvent être considérés (protocole de charge CC-CV, tension de fin de charge  $V_d$ ) car la variation de la tension n'est pas simulée.

Cependant, il est encore très utilisé car il possède l'avantage d'être très simple à mettre en oeuvre, à partir d'équations directes (pas d'inconnues), impliquant donc un coût de calcul faible. De plus, aucun test expérimental n'est requis pour le développer, et il peut s'adapter à n'importe quel type de batterie et même plus généralement de SSE.

Il est donc adapté à diverses applications comme le développement de stratégies de gestion *off-line* et/ou de dimensionnement. Il ne demande pas de temps de calculs important, et est très facilement implémentable dans des modélisations complexes puisque son degré de complexité est très faible.

**Les modèles IVQ** Nous classons dans ce type de modèle, les modèles proposant de modéliser la tension à partir de la charge et du courant en se basant sur des équations issues des caractéristiques de tension en fonction des Ah échangées ou du SoC. Ces modèles sont basés sur une approche empirique et voient la batterie comme un réservoir de charges dont la tension varie. Nous classons dans ce type de modèles, les modèles de Tremblay-Dessaint, basés sur le premier modèle de Tremblay lui même basé sur le modèle de Shepherd [238, 239, 240]. Le modèle de Shepherd voit la batterie comme une source de tension qui varie en fonction de la quantité d'Ah déchargée. L'amélioration portée par Tremblay a consisté à utiliser des expressions pour découper la variation de tension en charge et en décharge se rapprochant un peu plus du comportement réel d'une batterie, enfin il existe aujourd'hui des améliorations de ces modèles permettant de faire évoluer les paramètres de l'équation de la tension en charge et en décharge en fonction du courant. Ces trois modèles assez similaires sont très utilisés dans les applications de génie électrique, autant sur des simulations de gestion *off-line* que *on-line*, voire sur du contrôle commande [241]. C'est notamment le modèle utilisé sur le logiciel Matlab pour la modélisation des batteries. Il donne deux expressions de la tension, une en charge et une en décharge, en fonction de la quantité de charge et du courant. Les paramètres du modèle vont ensuite être calibrés en fonction des données en charge et en décharge à CC. Il en résulte un modèle qui va permettre d'exprimer la tension en fonction de courant et de l'état de la batterie, exprimée en quantité d'Ah. L'intérêt du modèle de Tremblay est qu'il permet de représenter les variations de tension dans les phases dites exponentielles, et non pas uniquement dans la partie linéaire de la courbe  $v_t^B(q_t^B)$ . Il existe pour chaque type de batterie, une équation de tension légèrement différente, permettant d'utiliser ces équations pour différentes technologies de batteries. Nous classerons également dans la catégories des modèles IVQ, les

modèles empiriques de type CIEMAT-Coppeti [242, 243] ou encore le modèle de Monegon [244, 245] qui avec une approche empirique a fait émerger une forme générale de la tension d'une cellule électrochimique de batterie PbA.

Ils peuvent se classer en différentes catégories. Les versions les plus simplistes sont les modélisations qui se basent sur une seule courbe de décharge ou de charge pour identifier les paramètres du modèle.

Un premier exemple de ce type de modèle est celui utilisé par Aaslib et al. [236] et qui consiste à interpoler les caractéristiques de charge et de décharge à CC afin d'établir un modèle de la tension de la batterie en fonction du courant et de la charge (ou du SoC).

Ces modèles sont principalement basés sur des mesures de charge et de décharge à courant constant, soit issues des constructeurs, soit issues de campagnes de mesures réalisées par le modélisateur. Ils prennent généralement en compte le rendement faradique de la batterie dans l'intégration du courant pour le calcul du SoC et le considèrent constant ou variant en fonction du courant.

L'inconvénient de ces modèles est qu'il demandent des tests en cyclage à CC pour être développés, sauf si ces données sont disponibles dans les documents des constructeurs ce qui est assez rare, sauf si le modèle se base uniquement sur la courbe de charge/décharge à courant nominale. Cependant dans ce cas, il est fortement probable que le modèle soit assez loin de la réalité de fonctionnement de la batterie. Ces modèles reposent sur les caractéristiques dites statiques de  $v_t^B(q_t^B)$  et présentent donc de bonnes performances sur des dynamiques lentes de variation de tension avec des pas de temps importants mais ils sont vite limités pour des applications nécessitant la prise en compte de dynamiques rapides. Ils permettent une représentation assez réaliste de la tension dans des conditions de fonctionnement à courant constant. Enfin ils peuvent intégrer les variations exponentielles de la tension à fort et faible SoC, et permettent donc a priori de représenter les phases de fin de charge, et les protocoles liés à l'utilisation de la batterie.

**Modèles circuits électriques équivalent** Les *Equivalent Circuit Models* (ECM) ou autrement dit les modèles basés sur le circuit électrique équivalent de la batterie, permettent comme leurs noms l'indiquent de représenter la batterie avec un circuit électrique équivalent. Ils se basent ensuite sur les lois de circuit pour exprimer la tension aux bornes de la batterie. Il existe plusieurs niveaux de complexité de ces modèles, de la représentation la plus simple de Thévenin considérant une source de tension représentant l'OCV de la batterie, en série avec une résistance [246], jusqu'à des circuits électriques plus complexes, d'ordre N, mettant en jeu une source de tension représentant l'OCV en série avec une résistance puis une quantité N de réseaux RC parallèles. Plus la précision souhaitée aux niveaux des dynamiques de tension sera importante, plus il faudra intégrer de circuits RC, et donc augmenter l'ordre de l'ECM. Afin d'être encore plus proche du comportement de la batterie, des considérations supplémentaires peuvent être prises en compte en faisant par exemple varier les valeurs des composants au sein du modèle, en fonction de la température, du SoC ou encore du vieillissement.

Pour identifier les paramètres de ce type de modèle, il est nécessaire de réaliser au moins à un test pour déterminer l'OCV. Pour ce faire plusieurs types de test existent, nous donnerons les deux plus connus. Le premier consiste à réaliser une charge à très faible courant, aussi appelée courbe de pseudo OCV, considérant que le courant est assez faible pour estimer que la batterie est à l'équilibre électrochimique en chaque point de la courbe  $v^{OC}(SoC)$ . Le second, l'essai *Galvanostatic Intermittent Titration Technique* (GITT) consiste à alterner les impulsions de courant, pour faire varier le SoC, et les phases de repos. À la suite de chaque phase de repos, la tension est mesurée dès qu'elle a atteint son état d'équilibre.

En plus de ce test, il faut déterminer la valeur des composants du modèle, la technique la plus simple consiste à utiliser la valeur de la résistance interne donnée par les fabricants. En se basant sur cette hypothèse, nous savons que nous allons diminuer la précision du modèle. Les essais les plus connus pour caractériser les modèles et pour identifier les paramètres du modèle est la caractérisation par *Electrochemical Impedance Spectroscopy* (EIS), qui permet de définir chaque élément du modèle.

Des modèles ECM plus poussés sont constitués d'une suite de circuits RC ou encore de composants électriques représentant des comportements électrochimiques comme les CPE pour *Constant Phase Element* ou l'élément de Warburg permettant de représenter les impédances liées à la diffusion. Le travail d'Andre et al. par exemple [214, 247] montrent très bien comment identifier les composants d'un modèle ECM à partir de la courbe d'impédance dans le plan Nyquist.

Nous pouvons retrouver ces modèles ECM, dans leurs versions au moins du premier ordre, dans les applications d'estimation de SoC afin de faire du pronostic ou du diagnostic "temps réel" et de réaliser de la prédiction de façon beaucoup plus précise que la simple intégration du courant et le calcul des Ah échangés. Ces modèles sont donc surtout utilisés pour des applications précises concernant :

- l'estimation en temps réel du SoC à intégrer dans un BMS,
- la connaissance du SoC dans le cas d'une stratégie de gestion *on-line* ou du contrôle-commande.

Ces modèles, à des ordres supérieurs à 1, sont en revanche beaucoup plus rares dans les algorithmes de gestion *off-line* et de dimensionnement.

**Les modèles électrochimiques et électrochimiques dédiés systèmes** Les modèles électrochimique se basent sur les lois de l'électrochimie pour représenter les phénomènes de transport de charge et de matière au sein de la batterie. Contrairement aux autres types de modèles présentés ici ils permettent avec un faible niveau d'abstraction de traduire des variations de tension à partir d'équations aux dérivées partielles qui modélisent les phénomènes électrochimiques de diffusion et de migration. Ce type de modèle regroupe tous les modèles ayant des niveaux de complexités élevés et s'avèrent notamment coûteux en termes de calculs.

Une variante de ces modèles adaptée à l'utilisation dite "système" et basée sur des hypothèses simplificatrices par rapport aux modèles électrochimiques, permet de les utiliser dans des

applications de génie électrique. Nous trouvons parmi eux, par exemple, le modèle dit "simple grain" ou a "particule unique", basé sur le modèle électrochimique de Newman s'appuyant sur la loi de Fick et l'équation de Butler-Volmer permettant de modéliser les phénomènes électrochimiques par la résolution d'équations aux dérivées partielles, et qui est aujourd'hui très utilisé dans l'étude des batteries Li. Finalement, suite aux hypothèses simplificatrices pour passer du modèle électrochimique au modèle électrochimique dédié système, et bien que les méthodes de résolution ne soit pas les mêmes entre les modèles IVQ et les modèles électrochimiques dédiés systèmes, nous allons retrouver pour ces modèles les mêmes avantages et inconvénients que ceux que nous avons édicté dans le cas des modèles IVQ.

### 3.3 Les modèles de vieillissement

Parmi tous les modèles dédiés aux SSE, il en est qui ont pour but de prédire les durées de vie des SSE. Pour cela, ils font partie de la famille dite "modèle de vieillissement". Bindner et al. proposent dans un rapport de synthèse sur les modèles de vieillissement [248] un bilan issu d'un consortium de 12 laboratoires de l'UE travaillant sur la durée de vie des batteries. Ce rapport classe ces travaux en deux grandes catégories : les *Post-processing models*, les *Performance degradation models*.

Les modèles dit *post-processing*, tels que décrit par Bindner et al. correspondent à des modèles de durée de vie pure, c'est à dire qui donnent une estimation de l'indicateur RUL en nombre de cycle ou en nombre d'années, en se basant sur des données constructeur et en établissant des règles à partir de ces données qui vont être appliquées sur les profils d'utilisation de la batterie. Contrairement à ces modèles, les modèles dit de *dégradation des performances* modifient les paramètres des modèles de comportement pour les adapter au cours du temps et/ou font décroître la capacité au court du temps. Ils sont ainsi aptes à modéliser les modes de dégradation et la dégradation des performances avec le temps.

Depuis, certaines études, comme par exemple de Dragicevic et al. [249] proposent des modèles basés sur les *datasheets* qui estiment la chute de capacité traduisant ainsi une dégradation de performance. Ces modèles sont conçus pour être intégrés aisément dans un environnement de simulation complexe, et bien qu'approximatifs, ils permettent de traduire la dégradation des performances de la batterie. Le terme *post-processing* ne semble donc plus tellement adapté pour ces nouveaux modèles, et pourtant ils se basent sur les données constructeurs.

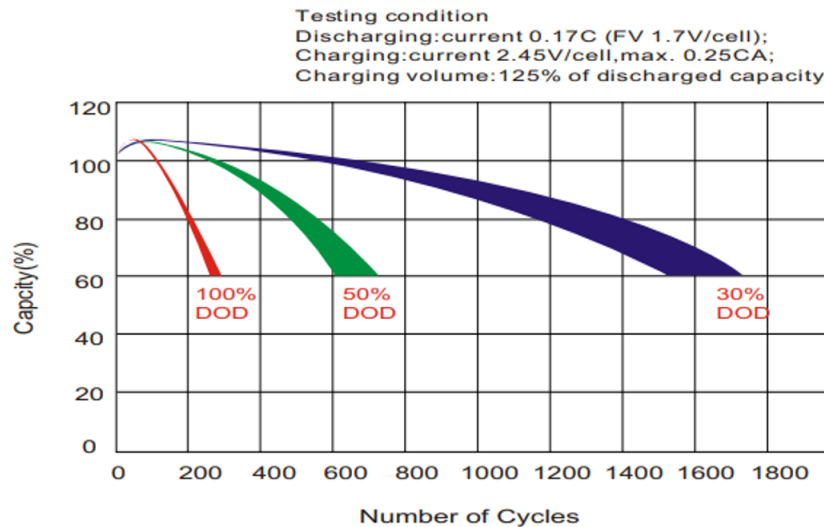
Depuis, un grand nombre de recherches sur la durée de vie des batteries et l'optimisation de leur vieillissement ont aujourd'hui conduit au développement de multiples modèles et lois plus ou moins complexes, plus ou moins précis et plus ou moins adaptés à certains outils. Nous choisissons, parmi ces modèles, de les classer en deux types ou catégories, au niveau d'abstraction bien distincts :

- les modèles de vieillissement type *datasheet*,
- les modèles de vieillissement type physico-chimique.

**Les modèles type *datasheet*** Nous regroupons dans ce type de modèles, les modèles qui peuvent être considérés d'avantage comme des lois de vieillissement que comme des modèles. Un modèle type *datasheet* donne une ou plusieurs règles, permettant de représenter la perte de capacité et donc le SoH, et est élaboré à partir des documents des constructeurs ou d'une campagne de mesures expérimentales. Le modèle se base donc sur des données qui permettent d'établir ces règles pour ensuite à partir des profils d'utilisation de la batterie être apte à déterminer sa durée de vie et à modéliser la dégradation de ses performances. En fait, implicitement, cela passe par une estimation de la capacité, puisque quand la batterie a atteint sa fin de vie, sa capacité est a priori égale à 80% de  $C_n$ , mais contrairement aux modèles de type physico-chimique, ce type de modèle ne vient pas modifier les paramètres du modèle de comportement, ne permet pas de modéliser les modes de dégradation et donc ne joue pas sur le changement de performances au cours du temps. S'il évalue la capacité, c'est dans l'optique de calculer le SoH ou la RUL de la batterie pour déterminer quand est-ce que la batterie atteint son EoL.

Nous retrouvons principalement deux types de courbes permettant de représenter le vieillissement en cyclage ou la durée de vie en nombre de cycles ( $N_{EoL}$ ) d'une batterie.

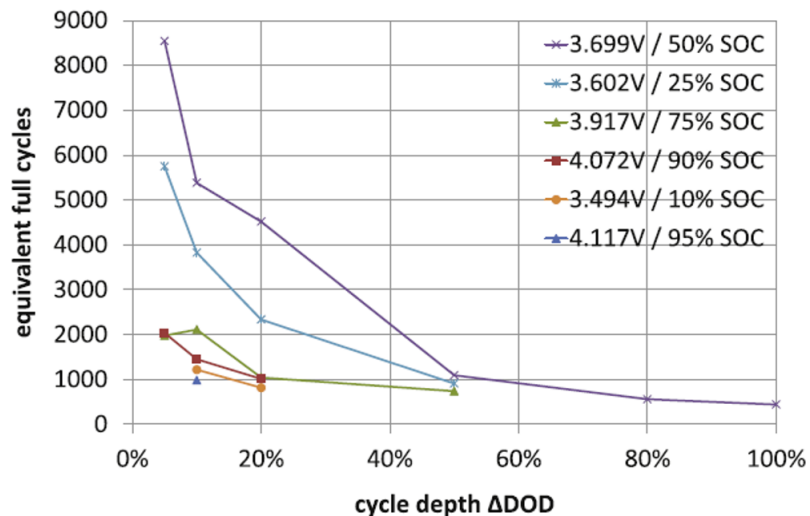
Le premier type de courbe, et qui est celui principalement fourni dans les *datasheets*, représente la perte de capacité, exprimée en SoH, pour plusieurs DoD et en fonction du nombre de cycle (Nc) et ce jusqu'à une certaine valeur de SoH généralement autour de 80% ou 60%, correspondant au EoL de la batterie. Un exemple de ce type de graphique est donné figure III.10 et est issu de la *datasheet* de VRLAB AGM de la marque RS [200].



**FIGURE III.10** – Exemple de données d'évolution du SoH en fonction de Nc et pour plusieurs DoD (VRLAB RS [200])

Le deuxième type de courbe représente les mêmes informations, soit le Nc pour atteindre le

EoL,  $N_{EoL}$ , en fonction de différents DoD mais, cette courbe représente directement l'évolution du  $N_{EoL}$  en fonction du DoD, sans passer par le tracé du SoH en fonction de l'évolution du Nc. Cette représentation se base sur la courbe de Wöhler, qui est une courbe issue du domaine de la mécanique permettant initialement de représenter la fatigue des matériaux et qui peut être modélisée par la somme de deux fonctions exponentielles. Nous retrouvons donc ce type de courbe dans le domaine des batteries pour représenter le  $N_{EoL}$  en fonction du DoD. Ecker et al. [250] propose une étude sur le vieillissement des batteries Li à partir d'une importante campagne de tests et fournissent, entre autre, les résultats expérimentaux de la courbe  $N_{EoL}(DoD)$  présentée en figure III.11. En plus d'illustrer la forme de la courbe  $N_{EoL}(DoD)$  assez courante dans les *datasheets*, cette figure proposée par les auteurs, montre également l'impact des cycles incomplets sur le nombre de cycles possibles avant le EoL.



**FIGURE III.11** – Nombre de cycle équivalent  $N_{EoL}$  en fonction du  $\Delta SoC$  des cycles partiels autour de différents pSoC [250]

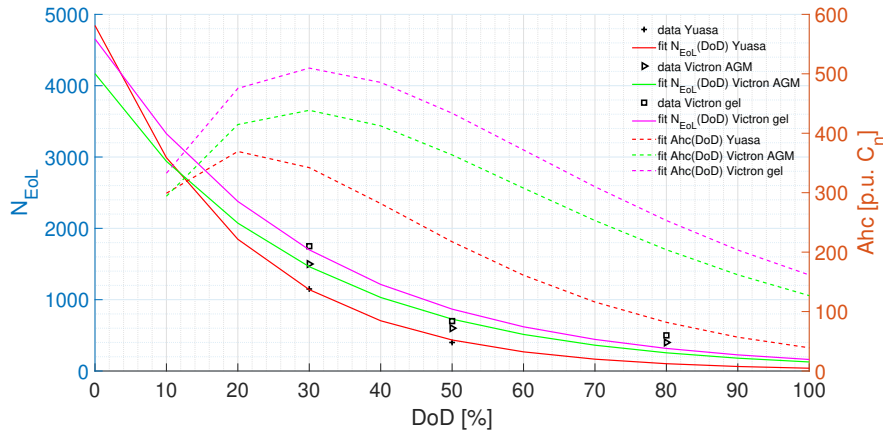
Dans la majorité des documents techniques, le courbe  $N_{EoL}(DoD)$  n'est donnée que pour un type de cycle, d'amplitude constant et à C-rate constant. La figure III.11 met donc en évidence, que les lois de vieillissement basées sur les données constructeurs et qui ne prennent pas en compte ces conditions de cycle à pSoC, ne représentent pas réellement ce qui se passe dans la plupart des cas lorsque les batteries sont utilisées dans les micro-réseaux. Notons également que ces constats, mis en évidence ici pour des batteries Li, sont vrais quelque-soit la technologie de batterie envisagée.

Les deux méthodes les plus utilisées pour évaluer le vieillissement dans les modèles de type *datasheets* sont le calcul par cumul d'Ah, dit en anglais *Ah throughput*, et pour laquelle nous noterons  $Ahc$  la quantité d'Ah cumulés, calculée à partir des profils de courant et une



méthode de comptage de cycle dite *Rainflow Counting* (RFC) issue des algorithmes de fatigue en physique des matériaux [251].

Ces deux méthodes diffèrent dans ce qui fourni en entrée du modèle de vieillissement afin de déterminer la perte de capacité, dans un cas les  $Ahc$  dans l'autre cas les cycles, et dans la technique de comptage mais, sur le principe, elles se basent sur la même information, qui est la quantité d'Ah échangée au cours de la vie de la batterie et qui fait décroître sa capacité au cours du temps. Ces méthodes d'estimation de la durée de vie des batteries, basées sur les documents des fabricants, utilisent les données de SoH fournies afin de tracer les courbes du nombre de cycles  $N_{EoL}$  ou de la quantité équivalente d'Ahc en fonction du DoD, respectivement  $N_{EoL}(DoD)$  et  $Ahc(DoD)$ . La figure III.12 présente un exemple des données des fabricants pour trois VRLAB de type AGM et gel de la marque Victron Energy et AGM à plaques planes de la marque Yuasa [252, 215].



**FIGURE III.12** – Données de durée de vie issues des *datasheets* pour 3 types de batteries et interpolation de la courbe  $N_{EoL}(DoD)$  (axe de gauche) et de  $Ahc(DoD)$  (axe de droite)

Sur cette figure, les symboles montrent les indications fournies par les fabricants. Les courbes en traits pleins correspondent à l'interpolation de ces données par une fonction de Wöhler basée sur une exponentielle représentant la fonction  $Nc(DoD)$ . Les courbes en pointillés, se référant à l'axe de droite, donnent l'équivalent en  $Ahc$  exprimés en multiple de la capacité nominale et calculés en multipliant chaque DoD par le nombre de cycles  $N_{EoL}$  à ce DoD.

La méthode du cumul d'Ah consiste à définir une limite d'Ah échangeables constante et à limiter la somme des Ah déchargés à cette valeur. Suivant les études, cette limite est fixée par exemple au nombre  $Ahc$  pour le DoD moyen de l'application ou encore à la moyenne de la courbe  $Ahc(DoD)$  ou à un de ces extremums.

Une variante consiste à pondérer, en fonction du DoD, le calcul des Ah échangés [253, 254]. Chaque quantité d'Ah échangés pendant un cycle à un certain DoD est divisé par le nombre total d'Ah échangeable sur la durée de vie de la batterie à ce DoD. La même approche peut être

faite en pondérant la somme des cycles à un certain DoD par le nombre de cycles possibles à ce DoD et à considérer la batterie en fin de vie quand cette somme est égale à 1.

En se basant sur le même principe, il est possible d'estimer la diminution du SoH considérant que pour chaque cycle à un certain DoD, la perte de capacité de la batterie au bout  $N_{EoL}(DoD)$  à ce DoD est égale à 20%. Ainsi, à chaque cycle compté, en fonction de sa profondeur de décharge, il est possible d'estimer la perte de capacité égale à  $\frac{20}{N_{EoL}(DoD)}$  [249] par rapport à la capacité nominale. Arcos-Vargas et al. [99] propose une méthode de type RFC, où dès lors qu'un cycle est complet (autant de Wh échangée en charge qu'en décharge) la perte de capacité perdue liée au cycle de cette amplitude est calculée et le SoH de la batterie mis à jour.

Alramlawi et al. [255] propose une méthode basée sur du comptage d'Ah cumulé mais en pondérant l'impact de ces Ah échangés en fonction du pSoC ou ceux qui ont été échangés.

Ce type de modèle permet de faire du pronostic de manière assez approximative, puisque les documents des fabricants évaluent la durée de vie des batteries dans des conditions spécifiques. Se baser sur ces données pour faire du pronostic temps réel semble être très idéaliste. Cependant ces modèles permettent de traduire une tendance de la batterie à perdre de la capacité, et même si ils ne sont pas exacts en terme de quantité et de valeur numérique, ils restent encore aujourd'hui particulièrement utilisés dans le domaine de la conception des micro-réseaux, autant pour le dimensionnement que le développement de stratégies de gestion *off-line* ou *on-line*.

La méthode de base, dite d'*Ah throughput*, ne prend pas en compte l'influence de l'amplitude du cycle, ni du DoD ou SoC. Utiliser une méthode qui permet de pondérer le cumul des Ah ou des cycles en fonction du DoD permet de considérer cet impact. Cependant, l'utilisation de la courbe  $Nc(DoD)$ , implique que tous les cycles commencent à 100% de SoC. Or comme le montre Ecker et al. [250] un cycle de  $\Delta SoC$  50% à partir de SoC 100% n'a pas le même impact sur la durée de vie qu'un cycle de même amplitude à partir de 70% de SoC. Aucune de ces techniques ne prend en compte l'impact du C-rate. Il manque également dans la plupart des datasheets le SoH pour de très faibles valeurs de DoD, les courbes fournies par les fabricants se limitant généralement à des DoD minimums de 20%, parfois 10%. Ceci peut être problématique dans le contexte des micro-réseaux intégrés au bâtiment car les périodes de fonctionnement à faible DoD y sont fréquentes, en particulier si l'unité de stockage est dimensionnée pour minimiser les accès au réseau de distribution [256].

L'idée de développer d'autres types de tests de vieillissement pour tenter de représenter ces informations est notamment abordée dans les travaux de Pelissier et al. en [222] qui suite à ce constat proposent une liste des exemples de tests mis en oeuvre par les constructeurs ou rédigés dans des normes, qui permettraient de tester la batterie dans d'autres conditions que celles de cyclage à C-rate constant et pour une suite de cycle de même amplitude. Cependant nous constatons qu'il est très rare de voir ce genre de résultats dans les *datasheets*, même dans les batteries dites "qualité solaire" dédiée à ces applications.

L'intérêt de ces modèle de type *datasheet* est qu'ils peuvent être couplés avec des modèles de comportement de type PE, cependant dans ce cas, il faut bien comprendre que les variations de SoE alors considéré égal au SoC vont permettre d'établir la modélisation de la perte de capacité,

ce qui en plus d'utiliser un modèle de vieillissement approximatif, rend la détermination du vieillissement avec cette combinaison vraiment peu réaliste.

**Les modèles physico-chimiques** Ce sont les modèles qui se basent sur des équations chimiques ou électrochimiques de transport de matière et de flux pour traduire des modes de dégradation, puis modifient les paramètres internes au modèle de comportement, principalement la valeur de l'impédance interne, de la capacité et le rendement faradique. Deux approches existent pour développer ces modèles, une approche empirique et une approche physico-chimique. La première consiste à partir de données et des lois électrochimiques à traduire les dégradations en utilisant les lois pour exprimer les phénomènes en fonction principalement des variations de température et des sollicitations. Ils ne traduisent pas les phénomènes dans le détail et se basent sur des mesures pour fournir une tendance de vieillissement en calibrant les lois d'électrochimie de vitesse des réactions sur des données en fonction de facteurs de stress de la batterie, par exemple les variations de SoC ou la température. La deuxième approche consiste à modéliser dans le détail les modes de dégradation ou les mécanismes de vieillissement. La principale différence est que dans un cas, pour l'approche empirique, nous ne savons pas exactement quels sont les modes de dégradation entrant en jeu, alors que dans une approche physico-chimique, les modes de dégradations ou les mécanismes de vieillissement modélisés sont "réalistes" puisqu'ils essaient de représenter de façon précise ce qui se passe dans la batterie.

Ces modèles sont des modèles qui vont estimer la perte de capacité et/ou l'évolution des paramètres du modèle de comportement à partir de la modélisation de l'avancement et de la vitesse d'évolution des modes de dégradation liés aux mécanismes de vieillissement. Ils se basent sur des lois de chimie ou d'électrochimie qui donnent la vitesse d'avancement d'une réaction par rapport à des facteurs de stress. Nous pouvons citer par exemple des modèles empiriques assez fréquents pour les batteries Li qui vont modéliser la vitesse des réactions chimiques en fonction de différents facteurs de stress et qui se basent sur les lois électrochimiques d'Arrhenius ou d'Eyring [257, 258] et qui vont permettre d'établir un modèle de décroissance de la capacité en fonction des variations de SoC et de la température. Le modèle de FhG/RiSO [248] est un modèle adapté aux batteries PbA, qui se base aussi sur des équations électrochimiques d'avancement des réactions. Le *FhG/Risø model* est associé à un modèle de tension de Shepherd, un modèle de rendement faradique pour le calcul du SoC surtout en fin de charge et un modèle des mécanismes de vieillissement de corrosion et de perte et de déformation de la matière active.

Pour être fonctionnel ces modèles doivent être associés à des modèles de comportement précis, modélisant au moins la capacité de la batterie, et donc au minimum le modèle de comportement de type IVQ et vont venir mettre à jour les paramètres du modèle de comportement. Ils sont le plus souvent utilisé couplé avec des modèles de comportement de type ECM, électrochimique ou électrochimique dédiée système.

L'inconvénient majeur de ces modèles est qu'ils nécessitent souvent des données pour être calibrés, qui ne sont pas fournies par les constructeurs. Ils demandent donc des tests de vieillissement qui sont des tests longs et qui pour avoir des résultats fiables doivent être réalisés

sur plusieurs batteries, dans un environnement contrôlé avec du matériel dédié. Ils nécessitent suffisamment de données pour être représentatifs et demandent donc au modélisateur d'anticiper longtemps à l'avance.

### 3.4 Synthèse

Nous proposons, parmi les modèles de comportement présentés dans les sections précédentes de sélectionner les modèles les plus utilisées dans les applications micro-réseaux. L'objectif est de développer quelques modèles ayant les intérêts suivants, qui sont ceux recherchés lors d'étude de conception de micro-réseaux :

- des modèles de comportement généraliste pouvant à la fois être utilisés pour représenter des différentes technologies de batteries ;
- une méthode d'identification des paramètres ne nécessitant pas ou peu de tests expérimentaux et des tests de durée raisonnable ;
- une méthode d'identification simple à implémenter ;
- une topologie représentant un minimum le comportement physique des batteries ou qui permet la compréhension de ce qui se passe dans la batterie et des phénomènes conduisant à des dégradations de performances ;
- des modèles dont le temps de calcul et d'exécution en simulation reste faible ;
- des modèles dont la forme peut être intégrée dans la modélisation d'un micro-réseau et permet le développement d'algorithmes de dimensionnement et de gestion optimaux

En plus des modèles détaillés dans les deux précédentes sous sections, nous n'avons pas parlé des modèles de types boîtes noires, impliquant de l'IA qui vont fortement complexifier les algorithmes de gestion ou de dimensionnement et nécessitent généralement beaucoup de données. Pour ces raisons, nous ne développerons pas non plus de modèles de comportement de type électrochimique ou de vieillissement de type physico-chimique qui sont soit basés sur des paramètres difficilement identifiables avec des essais simples soit des données constructeurs très complètes qui ne se trouvent que rarement. De plus, ils sont souvent le résultat de résolution d'équations différentielles complexes non linéaires qui sont donc difficiles à implémenter dans des simulations dédiées à la conception des micro-réseaux. De même, ces modèles doivent être adaptés à chaque technologies de batteries, ne permettant donc pas de développer au maximum une méthodologie générique et reproductible quelque-soit le type de batterie.

Nous avons choisi de sélectionner, parmi les trois catégories de modèles de comportement les plus couramment utilisés dans les applications de gestion et dimensionnement, les variantes les moins complexes à mettre en oeuvre dans chaque catégorie sélectionnée et souvent les plus utilisées :

- un modèle PE : nous choisirons un modèle PE qui consiste à intégrer la puissance en considérant la tension constantes aux bornes de la batterie, avec donc le SoC et SoE équivalent.

- un modèle IVQ : nous choisirons un modèle empirique basé sur les caractéristiques de charges à CC-CV et les caractéristiques de décharge à CC pour différents C-rate et à partir d'équations mathématiques qui suivent les tendances des modèles IVQ connues comme le modèle de Sheperd, etc. et qui sont finalement très proches des modèles électrochimiques dédiés systèmes.
- un modèle ECM : nous choisirons le modèle OCVR, soit le modèle ECM à l'ordre zéro, en prenant en compte les variations de la tension d'OCV et de la résistance interne en fonction de la quantité de charge ou du SoC.

Suite à cette étude bibliographique nous avons sélectionné trois modèles, un modèle de type PE, un modèle de type IVQ et un modèle de type ECM. Avant de se lancer dans la modélisation à proprement parler, nous préférons exposer au lecteur une explication des mécanismes de vieillissement et du fonctionnement précis des batteries PbA, puisque c'est cette technologie que nous avons principalement étudiée durant ce doctorat.

## 4 Focus sur les batteries Plomb-acide

Une famille de batterie regroupe plusieurs technologies ayant au moins un des principaux réactifs en commun. Ce qui différencie les technologies d'une même famille concerne la géométrie des éléments et/ou la nature d'une partie des matériaux actifs au sein de la cellule et/ou la manière dont les cellules sont assemblés dans la batterie.

Pour classer et comparer les différentes batteries PbA afin de choisir la plus appropriée pour notre application, des critères de bases sont donnés dans l'état de l'art comparant des SSE [259, 103, 260]. Ces paramètres sont basés sur les spécifications de certains constructeurs et sur les équations globales de physique ou de chimie. Parmi ces critères, nous retrouvons généralement des critères de coût ramenés à la quantité d'énergie ou de puissance que peut fournir théoriquement le SSE, typiquement l'énergie nominale, les rendements faradique et énergétique donnés par les constructeurs, la durée de vie liée au vieillissement en cyclage et calendaire et issue des *datasheets*, le taux d'auto-décharge et enfin la densité de puissance et d'énergie. Ces deux dernières grandeurs sont calculées en fonction de l'énergie et la puissance disponibles en lien avec la matière active rapportée à la masse du SSE et sont typiquement synthétisés par le diagramme de Ragone. Ces critères permettent de comparer plusieurs SSE entre eux de manière relative les uns par rapport aux autres, et ainsi d'aider à sélectionner la catégorie de SSE la plus adaptée à une application.

Dans l'état de l'art, ces paramètres sont donnés pour des intervalles de valeurs puisqu'en fonction du fournisseur, de la qualité, de la technologie exacte dans une même catégorie de SSE, il existe plusieurs variations. La compilation de toutes ces données peut donner lieu à des intervalles de valeurs très larges et dont il est parfois difficile de tirer des conclusions. De plus, la plupart du temps, ces classements ne prennent pas en compte l'usage qui est fait du stockage, ni comment ont été élaborés les données des constructeurs.

Les deux familles de batteries les plus couramment utilisées dans les micro-réseaux sont les batteries PbA et les batteries Li et dans chacune de ces familles, il existe plusieurs variantes technologiques.

Les batteries PbA, dont il existe plusieurs technologies en fonction de la géométrie des électrodes, de la manière dont le dégagement gazeux d'hydrogène est géré ou encore de la nature de l'électrolyte, font parties des plus anciennes familles de batteries. Elles présentent des intérêts liés à leurs maturités qui sont donnés par exemple dans le travail de synthèse de May et al. faisant la revue des différentes technologies à l'heure actuelle de batterie PbA et des avancés techniques pour améliorer leurs performances [261]. L' *International Battery Council*, association professionnelle américaine de fabricants, de recycleurs, de distributeurs et de détaillants de batteries automobiles et autres batteries PbA [262] répertorie les principaux avantages des batteries PbA, confirmés par les références [263, 264, 265, 259, 266] :

- une grande sécurité de fonctionnement,
- une facilité d'implémentation, de par leurs sécurités, elles ne demandent pas de préconisation particulière et elles sont faciles à intégrer dans une installation,
- un faible coût,
- un bon taux de recyclage minimisant leur impact écologique en termes d'Analyse du Cycle de Vie (ACV) ou *Life Cycle Analysis* (LCA).

Étant donnée la multitude de travaux sur les micro-réseaux utilisant des batteries Li, nous avons fait le choix de batteries peu chères et performantes que sont les batteries PbA. Cependant un des inconvénients majeurs de ces batteries est leur faible durée de vie et la dégradation rapide de leurs performances lorsqu'elles sont soumises à des cycles incomplets autour de SoC partiels (pSoC). Nous avons fait le choix de travailler principalement sur cette famille de batteries, qui malgré ces inconvénients, présente encore de nombreux avantages et reste très présente sur le marché des batteries et dans les applications de types micro-réseau. Justement, il nous a semblé intéressant vis à vis des avantages des batterie PbA, de comprendre comment leur durée de vie pourrait être optimisée en essayant d'éviter les usages accélérant leurs vieillissements.

L'objectif de cette section, principalement consacrée aux batteries PbA, est de comprendre comment ces batteries fonctionnent afin d'identifier quels usages entraînent des mécanismes de vieillissement impliquant des modes de dégradations et donc une dégradation des performances se traduisant par la perte de capacité et l'augmentation de l'impédance sur ces batteries. Nous expliquons dans la partie suivante le fonctionnement d'une batterie PbA et rappelons ensuite les différentes technologies existantes. Puis, nous cherchons à identifier le plus précisément possible les usages entraînant des dégradations et ceux qui au contraire seraient à préconiser pouvant même aller jusqu'à "régénérer" la capacité de la batterie.

#### 4.1 Constitution et fonctionnement des batteries PbA

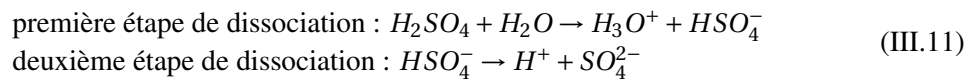
Dans cette partie, nous rappelons brièvement les notions nous ayant servies pour la compréhension des travaux de cette thèse sur la constitution d'une batterie PbA. Bien entendu, pour

plus de précisions encore, il est indispensable de s'orienter vers des ouvrages dédiés détaillant d'avantage les propriétés des matériaux et des réactions chimiques principales et secondaires.

L'électrode positive d'une cellule électrochimique de batterie PbA chargée est constituée d'une matière active poreuse de dioxyde de plomb notée ( $PbO_2$ ) correspondant à l'état noté +IV du plomb oxydé<sup>2</sup>. La matière active de l'électrode positive est déposée sur une grille elle-même en alliage de plomb.

Concernant l'électrode négative, la matière active est constituée de plomb spongieux noté  $Pb$  et poreux déposé là-aussi sur une grille en alliage de plomb.

Les deux électrodes sont immergées en totalité dans l'électrolyte constituée d'une solution aqueuse d'acide sulfurique ( $H_2O$  et  $H_2SO_4$ ). Dans les batteries PbA, l'électrolyte participe activement aux réactions électrochimiques d'oxydoréduction. Cette propriété entraîne l'évolution de la concentration d'acide sulfurique de l'électrolyte durant le processus de charge et de décharge restant à ce jour le meilleur indicateur de l'état de charge d'une batterie PbA. L'acide sulfurique se décompose dans l'eau en deux étapes dont les bilans chimiques acide-base sont données par les équations suivantes III.11.



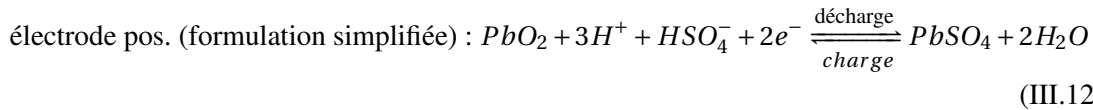
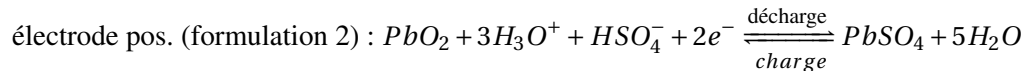
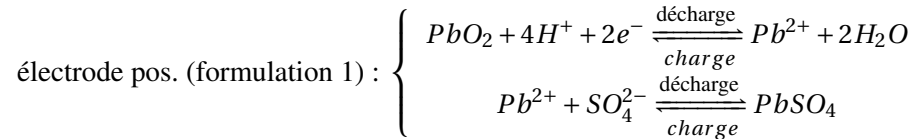
Il existe plusieurs manières possibles d'écriture des équations sur les bilans des réactions chimiques à chaque électrode. Nous pouvons citer la notation de Linden [202] qui est reprise dans de nombreux écrits. Nous signalerons dans ce manuscrit cette notation en l'annotant du terme "formulation (1)". Ce type de notation est basé sur l'hypothèse que la dilution de l'acide est totale, l'électrolyte étant alors constitué d'ions  $H^+$  et  $SO_4^{2-}$ . Une autre forme de notation est également très répandue dans la littérature [221, 267, 268] et notamment dans de nombreux travaux de thèse sur les batteries à base de plomb tels que [217] et [218]. Elle prend en compte la dissolution incomplète de l'acide considérant les niveaux de concentrations typiques des batteries au plomb [221]. Dans ce cas-là, la deuxième étape de dissolution donnée par l'équation III.11 est généralement faible [221] et l'électrolyte est donc principalement constituée d'ions hydronium ( $H_3O^+$ ), aussi appelés hydrogène aqueux et notés de manière simplifiée  $H^+$  et d'ions hydrogénosulfate notés ( $HSO_4^-$ ) [221]. Nous signalerons dans cette thèse l'usage de cette notation par la mention "formulation (2)" à côté des équations.

Au delà de cette différence, au niveau de l'expression de la décomposition de l'acide, quel que soit le type de notation choisi, les écritures s'avèrent équivalentes et amènent toutes au même bilan de réaction global.

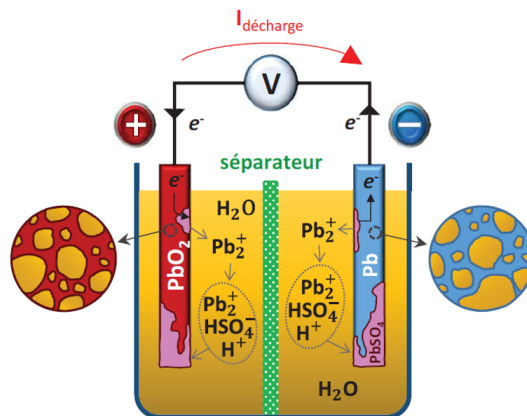
**À l'électrode positive** Les équations régissant les réactions sur l'électrode positive sont

2. Le terme (+IV) correspond au nombre d'oxydations ou degré d'oxydation fictif (dans le cas d'une molécule combinant plusieurs atomes) ou réel d'une espèce chimique. Le plomb possède plusieurs formes oxydées et dans ce cas, la molécule  $PbO_2$  associe les atomes de plomb Pb(+IV) et d'oxygène O(-II). L'oxygène possède les électrons des liaisons chimiques établies avec les atomes moins électro-négatifs que lui, ici les atomes de plomb [212].

données par l'équation III.12, avec les deux formes de notation qui se retrouvent ensuite de la même manière sous la forme simplifiée (en utilisant  $H^+$  au lieu de  $H_3O^+$ ). Nous rappelons que le sens de la décharge est représenté par la flèche de droite à gauche.



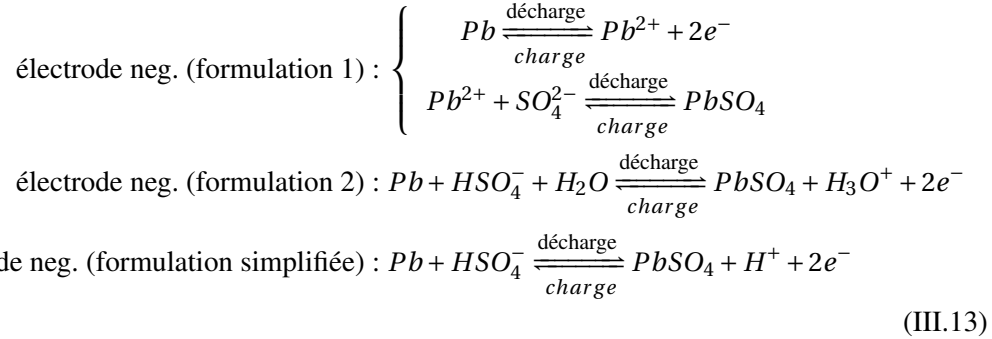
En décharge, le dioxyde de plomb est réduit et passe progressivement de l'état +IV à l'état oxydé dit +II. L'électrode positive est en effet le siège de la demi-réaction de réduction et est alors considérée comme la "cathode". L'oxydant  $PbO_2$  (Pb(+IV)) est réduit en ions de plomb  $Pb^{2+}$  et gagne des électrons ( $e^-$ ). Cette réaction est réalisée au contact des ions  $H^+$  et produit de l'eau. Une deuxième étape de réaction se réalise par le biais de l'association des ions plomb ( $Pb^{2+}$ ) avec les ions  $SO_4^{2-}$  présents dans l'électrolyte et forme alors des cristaux de sulfate de plomb ( $PbSO_4$ ). Cette transformation du dioxyde de plomb en cristaux de sulfate de plomb se fait suivant un mécanisme connu de dissolution-précipitation [269]. Ces étapes dans la dissolution-précipitation du dioxyde de plomb vers le sulfate de plomb sont représentés par le schéma de la figure III.13 issu de la thèse de J. Lannelongue [217] sur l'amélioration des performances des batteries PbA d'un point de vue matériaux.



**FIGURE III.13** – Schéma représentant les interactions entre les différentes espèces chimiques pendant la décharge d'une cellule de batterie PbA [217]

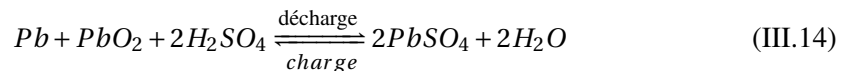


À l'électrode négative En décharge, l'électrode négative se comporte comme une anode, le plomb spongieux ( $Pb$ ) s'oxyde au contact des ions  $HSO_4^-$  et de l'eau et passe à l'état  $Pb^{2+}$  qui en se combinant avec les ions  $HSO_4^-$  se transforme en cristaux de sulfate de plomb ( $PbSO_4$ ). Cette réaction libère des électrons et des cations d'hydronium,  $H_3O^+$ . Le bilan d'oxydation peut être décrit par la partie de l'équation III.13 indiquée par la flèche de droite à gauche.



En charge les phénomènes inverses de dissolution du sulfate de plomb ont lieu. Sous l'effet de l'apport d'électrons, les cristaux de sulfate de plomb sont dissous et le plomb est oxydé jusqu'à retrouver sa forme de dioxyde de plomb ( $PbO_2$ ). Les réactions décrites par les bilans chimiques III.13 et III.12 vont alors de droite à gauche.

A partir de ces équations et notamment de l'écriture simplifiée qui est la plus couramment utilisée dans la littérature, l'équation bilan III.14 synthétise les demi-réactions se produisant à chaque électrode et résume l'ensemble de la réaction globale du couple  $PbO_2/acide/Pb$ .



En résumé, en décharge, il se produit deux phénomènes principaux :

- la diminution du pourcentage d'acide présent dans l'électrolyte en lien avec les réactions se produisant sur les deux électrodes qui ont besoin des ions  $SO_4^{2-}$  et qui en parallèle produisent de l'eau rejetée au sein même de l'électrolyte
- l'augmentation progressive de la surface occupée par les cristaux de sulfate de plomb insolubles et de nature isolante augmente, recouvrant les deux électrodes.

En charge, cette transformation du dioxyde de plomb et du plomb spongieux porte le nom de "double sulfatation" [270, 271] et rétablit théoriquement la nature de la matière active, transformant les cristaux de sulfate de plomb. Lorsque la charge est incomplète, les cristaux de sulfate de plomb persistent et lors d'une nouvelle décharge, lorsque les matériaux actifs, positif et négatif, produisent respectivement par réduction et oxydation, des ions  $Pb^{2+}$  qui diffusent dans l'électrolyte, ils se combinent avec des ions sulfate à la surface des cristaux de sulfate de plomb préexistants, faisant croître leur structure cristalline [272]. Les cristaux grandissent et/ou

de nouveaux cristaux se forment dans l'électrolyte rendant peu à peu le rétablissement de la matière active (le processus de "double sulfatation") par la charge plus difficile. Le nombre de cristaux, leur croissance et leur persistance dans la batterie va dépendre du régime de décharge.

En fin de charge, la réaction d'électrolyse de l'eau devient prédominante sur la réaction principale d'oxydoréduction. Produisant un dégagement gazeux d'oxygène à l'électrode positive et de l'hydrogène à l'électrode négative et consommant de l'eau de l'électrolyte.

#### 4.2 Rappels sur l'histoire des différentes technologies de la famille PbA

Historiquement, J. W. Ritter découvrit la première batterie en 1801, basée sur la réaction d'oxydoréduction du cuivre dans un électrolyte de chlorure de sodium [273]. Suite à cette découverte, les recherches ultérieures sur l'utilisation des réactions chimiques d'oxydoréduction pour les batteries ont progressé pour donner lieu 50 ans plus tard, en 1854, à la mise en évidence du potentiel de stockage électrochimique entre l'acide sulfurique et le plomb par W. J. Sinsteden [273]. C'est l'ingénieur français G. Planté qui développa les premières cellules électrochimiques plomb/acide en 1859 [273]. À partir de cette date, des progrès n'ont cessé pour améliorer les performances et les méthodes de fabrication des batteries PbA. Jusqu'en 1890, trois axes de progrès ont été menés conjointement [273] :

- l'amélioration de la qualité et du dépôt de la matière active sur les grilles,
- la modification de la géométrie des grilles et l'amélioration des alliages métalliques les constituant ,
- l'augmentation de la qualité de l'électrolyte.

Aujourd'hui, la famille des batteries PbA est constituée de différentes technologies décrites dans l'article de Hardman [274] les comparant.

Les batteries **PbA ouvertes ou immergées**, nommée en anglais *vented lead acid batteries* ou *flooded lead acid batteries*. Ces batteries sont constituées de plusieurs cellules électrochimiques qui sont plongées dans un réservoir commun ou spécifique à chaque cellule et contenant l'électrolyte sous forme liquide. Ce type de technologie possède une carcasse ouverte permettant le dégagement gazeux se formant lors des réactions électrochimiques entrant en jeu dans la réaction de charge des batteries PbA et typique de celles-ci. Dans ce cas, l'évaporation de l'eau suivie de l'échappement des gaz, en l'occurrence de l'oxygène et de l'hydrogène émanant de l'électrolyse de l'eau contenu dans l'électrolyte, oblige l'utilisateur à réaliser une maintenance régulière pour réapprovisionner le bac d'électrolyte, puisque ces gaz s'évaporent dans l'air ambiant. Cet accès, par l'ouverture de la carcasse, permet également de faire de la maintenance sur les électrodes ou bien sur les zones de contact des collecteurs si nécessaire. Il existe plusieurs types de batteries ouvertes, et dont les performances se sont améliorées au cours des années. Nous pouvons citer parmi les batteries PbA ouvertes, les batteries dites OPzS, possédant des performances optimisées [265].

Les batteries **PbA étanches ou scellées**, appelées *sealed lead acid batteries* ou encore *Valved Regulated Lead Acid Batteries* (VRLAB). Ces technologies, à la différence des technologies

précédentes, possèdent une carcasse fermée avec des valves permettant éventuellement de laisser s'échapper les gaz en excès. Ces technologies utilisent la recombinaison de l'oxygène en eau grâce au cycle de l'oxygène dans un circuit fermé au sein de la batterie [275]. Cette recombinaison permet de valoriser le gaz produit en charge pour le réutiliser dans un cycle de transformation fermé. Ainsi, il n'y a pas de maintenance et peu de pertes à l'état gazeux. Dans ces technologies, l'électrolyte peut être sous forme de gel ou solide de type *Absorbant Glass Matrix* (AGM), soit d'une matrice de fibres solides compressée entre les électrodes.

Quelque-soit le type de batterie PbA (étanches ou ouvertes), les électrodes d'une batterie peuvent être plates ou tubulaires. Par exemple, la technologie dite "OPzV" correspond à des VRLAB avec un électrolyte gel avec des plaques tubulaires, la technologie "OPzS" correspond à des batteries ouvertes à électrolyte liquide et avec des plaques tubulaires alors que les VRLAB AGM possèdent généralement des plaques planes. Par exemple, la figure III.14 montre la coupe d'une batterie PbA de la famille VRLAB de technologie AGM à plaques planes et de la marque VARTA.

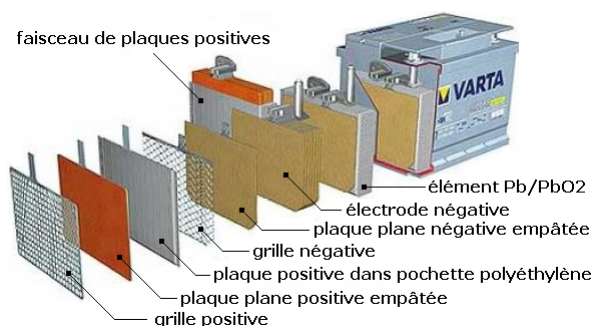


FIGURE III.14 – Vue en coupe éclatée d'une VRLAB VARTA [217]

Dans cet exemple, les cellules sont pressées les unes aux autres en alternant les plaques positives et négatives, le tout maintenu dans une même carcasse ou enveloppe plastique. Pour des raisons d'encombrement et de réduction de la résistance interne, les plaques positives et négatives peuvent être proches les unes des autres. Dans ces conditions, les électrodes de polarités opposées sont séparées par une membrane poreuse isolante, soit par un séparateur, présentant une bonne résistance chimique à l'acide sulfurique.

### 4.3 Usages, mécanismes de vieillissement et modes de dégradation des batteries PbA

#### 4.3.1 État de l'art

Pour réaliser cette synthèse bibliographique, nous nous sommes basés sur des écrits généraux de la littérature sur les batteries PbA tels que le travail de Berndt et al. [268, 276, 270, 277, 278], de Ruetschi et al. [279] sur les mécanismes de vieillissement ou celui de Brik et al. [280]

spécifique aux dégradations dans les VRLAB. Nous complétons cette synthèse par les résultats de Svoboda et al. [278] et Sauer et al. [281]. Ces deux dernières références sont des documents émanant d'un projet de l'UE, le *EU research project Benchmarking*, regroupant plusieurs laboratoires de collecte de données sur les batteries PbA lorsqu'elles sont considérées à leurs EoL après utilisation dans des systèmes PV. L'objectif de l'étude fut d'identifier quel type de profils d'utilisation ont amené à des modes de dégradation identifiés ensuite sur la batterie une fois hors d'usage, démontée et analysée. Enfin nous citons plus spécifiquement des papiers lorsque ceux-ci se sont focalisés sur la description d'un mécanisme en particulier.

La figure III.15 propose une synthèse des relations entre les usages, les mécanismes de vieillissement et les modes de dégradation qui amènent au final à la dégradation des performances des batteries PbA. Il existe cinq principaux mécanismes de vieillissement identifiés pour les batteries PbA.

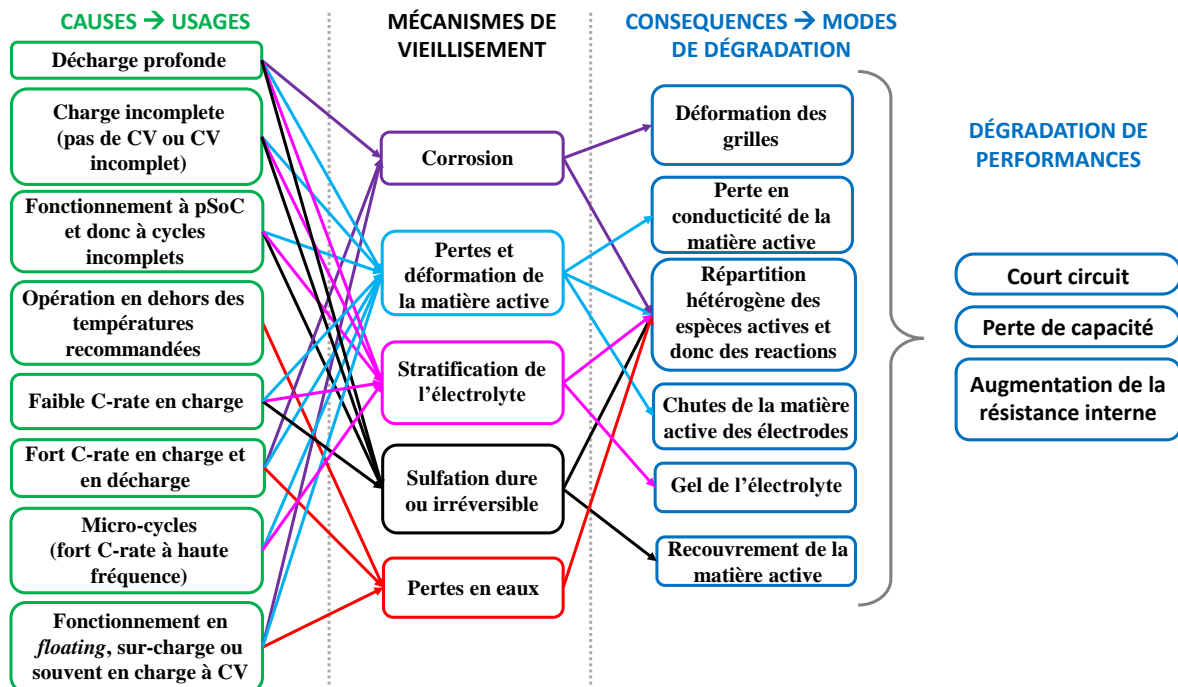


FIGURE III.15 – Synthèse des relations entre usages, mécanismes de vieillissement, modes de dégradation et dégradations de performances pour les batteries PbA

- **La sulfatation dure ou irréversible** : Lors de la décharge, il se forme du sulfate de plomb sous forme granuleuse. Les cristaux de sulfate de plomb créés pendant la décharge se transforment normalement en plomb ou en oxyde de plomb durant la charge. Cependant parfois ce sulfate de plomb persiste et reste sous forme de cristaux sur les électrodes. Ce phénomène a lieu lorsque l'accumulateur est déchargé profondément de manière répétée,

ou qu'il est utilisé de manière incomplètement chargé, soit à pSoC. Ce phénomène engendre une recharge de plus en plus difficile de la batterie jusqu'à ne plus pouvoir se recharger. Il se dit alors que la sulfation est irréversible ou dure. La sulfatation dure ou irréversible est donc une aggravation de la réaction normale et réversible de sulfatation [270]. Pour éviter ce phénomène, il faut effectuer des recharges complètes régulièrement. Une des préconisations est donc d'effectuer des charges totales (CC-CV) régulières afin que tous les cristaux soient transformés. Une solution également pour éliminer le dépôt de sulfate de plomb existant, est de commencer la recharge par une phase de recharge impulsionnelle, comme il est proposé dans les travaux de thèse de F. Karoui [218]. Si ce phénomène de sulfatation est mal géré, les cristaux encore présents ont tendance à augmenter de taille et persistent au sein de la batterie recouvrant alors la matière active [256, 224, 278]. Par conséquent, la surface d'échange est réduite, les réactions électrochimiques perturbées et conduisent à terme à une baisse de la capacité et une diminution du rendement faradique et une augmentation de la résistance.

- **La stratification** : ce mécanisme de vieillissement est le mélange non uniforme de l'électrolyte. L'acide se concentre en bas laissant de l'eau au-dessus (densité plus faible). Ce phénomène peut engendrer le gel de l'électrolyte, sur des températures supérieures à celles qui normalement sont données pour limites minimales de fonctionnement [223]. Ceci est lié aux propriétés de l'acide non dilué qui a une température de gel plus élevée que l'eau. Pour pallier ce phénomène, il est nécessaire de recharger régulièrement l'accumulateur afin d'homogénéiser l'électrolyte (augmente la température de la batterie et produit en fin de charge le mélange des espèces). Il a lieu fréquemment pour les batteries ne recevant pas de charge complète et maintenues à faible charge. Cette stratification existe naturellement, mais elle est accentuée lors de fonctionnement à faible courant par exemple ou lors de différences importantes de température entre le haut et le bas de la batterie. Cependant la phase à CV peut permettre une homogénéisation des espèces en présence [224, 278].
- **La corrosion** : ce phénomène a lieu principalement à la grille collectrice de courant sur l'électrode positive de la batterie où a lieu la transformation du plomb en oxyde de plomb. La corrosion augmente avec la concentration en acide sulfurique de la batterie, la température et la tension (charge). Ce dioxyde de plomb prend plus de place que le plomb et peut entraîner une déformation de la grille. C'est en d'autres termes l'oxydation des métaux constituant les collecteurs et les grilles [279, 277]. Ce mécanisme apparaît principalement quand la réaction parasite d'électrolyse de l'eau devient significative, c'est-à-dire en fin de charge à CC et lors des phases de charge à CV. C'est un mécanisme de vieillissement qui peut être minimiser si la batterie fonctionne en dehors de ces conditions.
- **La perte, déformation ou assouplissement de la matière active** est le résultat d'un changement excessif de sa morphologie en charge et en décharge [278]. Un cyclage fréquent à pSOC et une variation rapide de la température aggrave ce type de dégradation jusqu'à conduire à une perte des propriétés conductrices de la matière active ou encore à son décrochage des grilles.

- **La perte en eau** est engendrée soit par évaporation à cause de l'augmentation de la température de la batterie, soit par une mauvaise recombinaison des gaz à cause du blocage du cycle de l'oxygène [282]. De plus, si l'oxygène ne parvient plus à l'électrode positive, il n'inhibe plus le dégagement d'hydrogène ce qui implique une augmentation de la température.

La sulfatation et la stratification sont des phénomènes réversibles, mais lorsque la batterie fonctionne dans des conditions de cyclage à pSoC ces phénomènes peuvent devenir irréversibles. Le fonctionnement à pSoC semble avoir un impact à la fois sur la dégradation de la matière active, de la sulfatation dure et de la stratification de l'électrolyte.

Une des solutions pour minimiser ce risque de sulfatation dure est de procéder à des recharges complètes régulières en CC-CV. De même cette phase à CV permet d'homogénéiser l'électrolyte, limitant ainsi sa stratification. Ce "bienfait" de la phase de charge à CV est par exemple utilisée dans un brevet déposé avec EDF de Alzieu et al. en 1998 [283, 228] pour augmenter la durée de vie des batteries PbA ouvertes dans les installations PV de forte puissance et raccordées au réseau de transport et permettant des services auxiliaires et au producteur. Le principe du brevet étant de faire une rotation entre différentes batteries pour assurer qu'une fois qu'une batterie entame une phase de charge, celle-ci termine sa phase de manière complète jusqu'à la fin de la phase à CV lui interdisant de se décharger tant qu'elle n'a pas atteint la fin de sa charge.

Malgré ces bienfaits, il faut noter que de trop longues périodes à CV engendrent de la corrosion et des pertes en eau qui pour le coup sont des mécanismes irréversibles. D'ailleurs ces mécanismes sont mis en avant comme les mécanismes de vieillissement conduisant à la fin de vie des batteries de secours, fonctionnant la majorité de leurs vies en *floating* et donc en fin de charge. Pendant la phase de fin de charge la recombinaison des gaz et la prédominance des réactions parasites impliquent des pertes en eau, favorisant la corrosion déjà prépondérante dans ces conditions. De ce fait, une baisse du rendement faradique est visible lors de la phase de charge à CV [216], ce qui modifie la valeur de l'énergie réellement chargée dans la batterie. Il semblerait également pertinent, bien que complexe, de réussir à quantifier le nombre de CV optimal permettant un compromis entre pallier la sulfatation dure et la stratification et minimiser les phénomènes de corrosion et les pertes en eau.

Nous soulignerons également la forte dépendance entre ces mécanismes de vieillissement, en effet une même cause peut avoir plusieurs conséquences de même qu'un mécanisme de vieillissement peut en encourager un autre. Par exemple l'augmentation de la température alliée à une forte stratification augmente significativement la sulfatation irréversible [270]. C'est une des raisons pour laquelle il est difficile de hiérarchiser et de dissocier les modes de dégradations. Cependant, nous proposons d'identifier les principales causes aux mécanismes de vieillissement qui amènent à des modes de dégradation prématurées et les usages à éviter ou au contraire à préconiser pour limiter les mécanismes de vieillissement.

Nous concluons donc cette partie en donnant les cinq facteurs, ou causes ou encore usages qui nous ont semblé intéressants à observer afin de quantifier le stress que vont potentiellement

subir les batteries. Cette démarche qui consiste à sélectionner des indicateurs de stress nous a été inspiré du travail de Svoboda et al. [278]. En effet, dans cet article, les auteurs ont identifié les modes de dégradation prépondérant en fonction de l'utilisation. Les auteurs ont mis en corrélation les profils réels, dont ils ont extrait les usages majoritaires, avec les modes de dégradation identifié en "autopsiant" la batterie une fois que celle-ci a atteint son EoL. Ainsi ces sollicitations sont identifiées comme les causes principales d'un mode de dégradation. A l'inverse nous avons utilisé ces critères d'usage pour optimiser et qualifier l'utilisation en fonctionnement et ainsi pouvoir optimiser la batterie en identifiant des situations et des sollicitations critiques qui pourraient être évitées ou au contraire recommandées.

Les critères que nous avons déterminé sont :

- Le nombre et la répartition des cycles autour de pSoC avec l'amplitude du cycle,
- Le temps et la quantité d'Ah échangée entre deux charges complètes
- Le temps en charge complète
- Les niveaux de C-rate
- Les décharges profondes

Nous faisons ici l'hypothèse qu'en observant ces critères, ou facteurs de stress, nous considérons implicitement le vieillissement sans utiliser de modèles de vieillissement. Nous optimisons les usages plutôt que la dégradation des performances.

Ce que nous pouvons déjà observer de cette étude bibliographique est que dans le cas de batteries PbA, le prise en compte de la charge, et notamment de la fin de charge, par le modèle semble avoir son importance pour intégrer le phénomène de récupération de la capacité liée à la sulfatation dure et à la stratification. Par contre il faut également considérer la limitation du courant dans cette phase de fin de charge (CV) et la perte de rendement faradique à ce moment là.

#### **4.3.2 Campagne de mesures pour mettre en évidence l'impact de la charge sur le vieillissement des VRLAB**

Une partie de nos recherches sur les batteries PbA a consisté à regarder, parmi les usages, lesquels avaient un impact prédominant dans la perte de capacité de la batterie. Pour cela, nous avons réalisé des tests en cyclage sur des batteries Yuasa NP 1.2 6V, dont les caractéristiques techniques sont présentées en annexe D et grâce à un banc de test de cyclage de la marque Biologic associé à une chambre contrôlée en température ESPEC, dont les caractéristiques sont données en annexe C.

L'objectif de ces essais était de regarder l'évolution du SoH dans des conditions d'utilisation d'avantages représentatives d'un fonctionnement de type micro-réseaux. Nous avons donc voulu observer :

- l'impact des cycles partiels de différentes amplitudes autour de différents pSOC proche de la charge complète (à faible DoD), reflétant un fonctionnement typique de micro-réseau

à fort taux d'autonomie et dans les périodes de forte production PV où les batteries fonctionnent autour de pSoC importants [256],

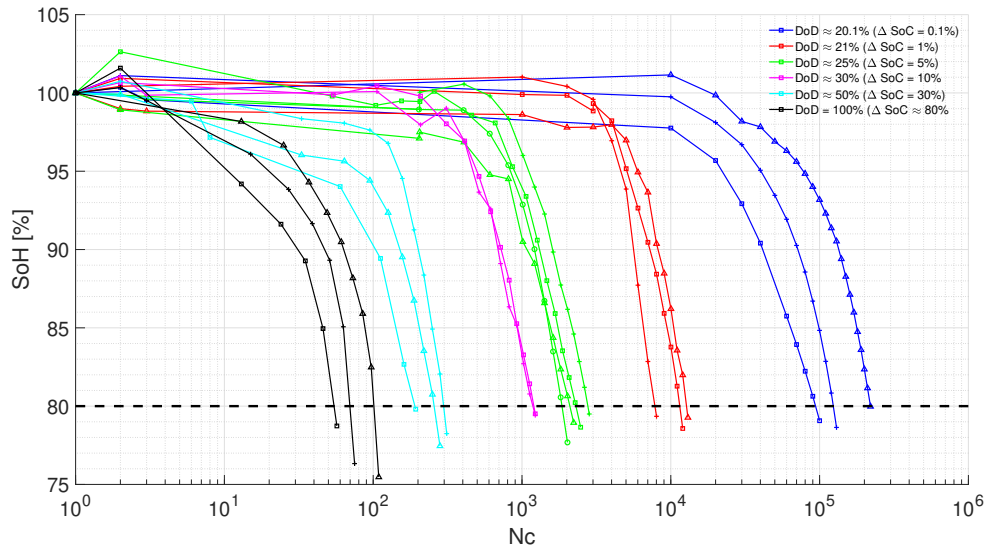
- l'impact de cycle partiels à faibles ou très faibles  $\Delta SoC$ ,
- l'impact de la charge complète et de sa fréquence afin d'apprécier l'influence de la charge CC-CV pour tenter d'élaborer des lois ou règles permettant d'optimiser la récupération de capacité des VRLAB, tout en limitant la corrosion et les fonctionnements typiques de la charge à CV où la puissance dans la batterie est limitée et où le rendement faradique diminue.

Nous avons donc réalisé plusieurs types d'essai de vieillissement, pas toujours concluant sur plus de 32 batteries. Nous avons également testé pendant ce doctorat des batteries Li, afin d'observer l'impact de la phase à CV, des cycles à faible amplitude et des cycles à différents pSoC. Ainsi, nous souhaitons comparer ces résultats sur les batteries Li avec ceux des batteries PbA. À l'heure actuelle, ces résultats sur le Li permettent de dégager des tendances qui sont cohérentes avec la littérature, soit premièrement que les résultats avec les batteries Li sont d'avantage reproductibles qu'avec des batteries PbA et que, deuxièmement, contrairement aux batteries PbA, la phase de charge à CV dans le cas des batteries Li, permet certes de charger complètement la batterie mais n'a aucun autre intérêt voire peut dégrader la batterie Li. Ainsi, nous avons illustré une des préconisations de la littérature sur les batteries Li, affirmant qu'il vaut mieux rester de préférence à des pSoC de l'ordre de 50% [284, 9]. Cependant, ces résultats ne permettent pas encore de conclure par manque de données et ne seront donc pas présentés dans ce manuscrit. Nous présentons en revanche les quelques résultats marquants sur les VRLAB mais, au vu de la complexité des travaux sur le vieillissement vis-à-vis du nombre de tests et de la longueur des campagnes d'essais, plusieurs travaux restent encore non terminés à ce jour et ne peuvent donc pas être mentionnés dans cette partie.

La figure III.16 montre les résultats obtenus pour 18 VRLAB neuves au départ des tests de cyclage. Les tests de cyclage présentés sur cette figure ont été réalisés avec plusieurs séries de cycles partiels à C-rate constant et égal à  $0.2C$ , sans charge complète et à différentes profondeurs de décharge (soit à différents  $\Delta SoC$ ). Chaque série de cycles partiels est suivie d'un cycle complet au même C-rate, avec une décharge à C-rate constant, permettant de mesurer la capacité de la batterie et de la comparer avec la capacité mesurée lors du cycle complet réalisé au début de chaque test. Tous les tests présentés figure III.16 ont été réalisés à  $40^{\circ}C$ , dans une enceinte contrôlée en température. Nous avons également lancé des tests à d'autre température mais que nous n'avons pas pu terminer. Le nombre de cycles partiels consécutifs pour chaque  $\Delta SoC$  est fixé tel que la somme des Ah déchargés soit égale à 10 fois la capacité nominale de la batterie. La mesure de la capacité restante (recharge complète suivie d'une décharge complète) est réalisée chaque fois que les Ahc pour la série de cycles partiels à chaque  $\Delta SoC$  arrive à 10 fois la capacité nominale  $C_n$ , par exemple tous les 100 cycles lorsque  $\Delta SoC$  est égal à 10%. L'opération est répétée jusqu'à ce que la capacité mesurée en décharge lors d'un cycle complet atteigne le seuil de 80% de la capacité mesurée au départ du test. Les cycles complets sont réalisés suivant les préconisations indiquées dans les caractéristiques techniques données par les



fabricants de ces batteries (annexe D) et à partir desquelles nous avons construit l'ensemble du protocole (valeur de  $C_n$ , du nombre de cycles partiels entre deux cycles complets, etc.).



**FIGURE III.16** – Courbes  $SoH(Nc)$  pour les VRLAB Yuasa NP1.2-6 pour un cyclage à pSoC et  $\Delta SoC$  différents

Chaque cycle complet est constitué d'une charge complète en deux phases, à courant constant puis à tension constante (charge CC-CV), suivie d'une décharge jusqu'à la tension d'arrêt  $V_d$  indiquée dans la datasheet. Les cycles partiels se limitent à une charge suivie d'une décharge, toutes deux à courant constant. Ainsi, la figure III.16 montre l'évolution du SoH mesuré en fonction du nombre de cycles  $Nc$  et du  $\Delta SoC$  des cycles partiels.

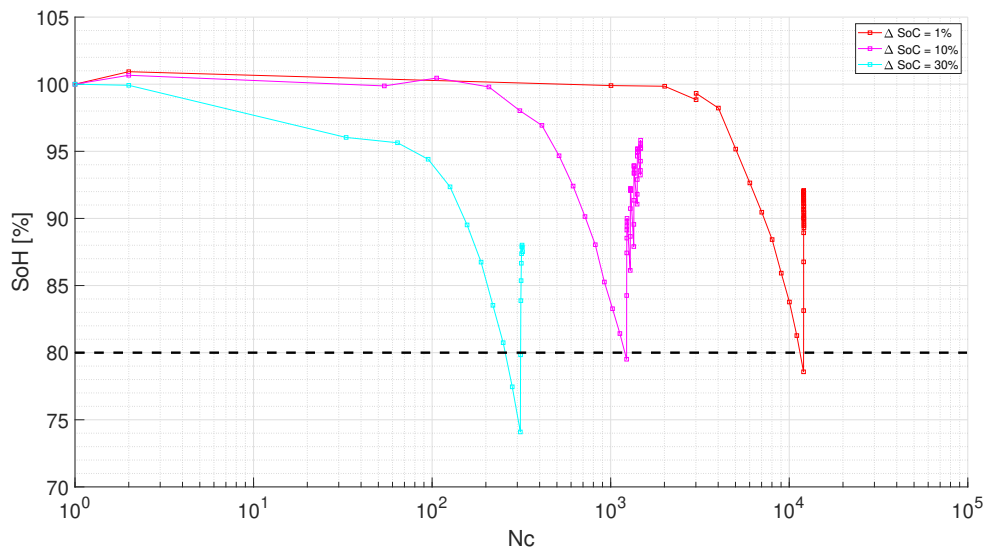
Nous avons testé six amplitudes de cycles partiels différentes. En considérant que nous commençons la série de cycles partiels à 80% de SoC, puisque nous ne faisons pas la charge à CV [216], nous pouvons dire que les batteries ont été cyclées à des DoD égaux à 20.1%, 21%, 25%, 30%, 50% et jusqu'à  $V_d$  soit pour un DoD égal à 100% (correspondant à des cycles partiels de  $\Delta SoC$  respectivement de 0.1%, 1%, 5%, 10%, 30% et 80% autour de pSoC de 79.95%, 79.5%, 77.5%, 75%, 65% et 40%).

À partir de ces mesures, nous pouvons déjà constater qu'il est difficile d'obtenir des résultats reproductibles d'une batterie à l'autre. Nous pouvons l'expliquer par une dispersion technologique entre les batteries lors de leur fabrication et nous pouvons ajouter à cela que l'estimation que nous faisons de l'amplitude des cycles partiels est approximative car nous arrêtons la charge d'un cycle partiel sur une valeur de tension,  $V_{CV}$  et, nous arrêtons la décharge sur une quantité d'Ah. Ainsi, il est possible que le pSoC du cycle dérive au cours du test, et donc la valeur du DoD ou du  $\Delta SoC$ . De plus, nous posons ce pSoC constant et basons sa détermination sur l'hypothèse que le CV commence à 80% de SoC or, nous savons que ce résultat n'est pas

vraiment une généralité mais correspond plutôt au cas particulier du cycle complet. En réalité, la limite CC-CV va varier et dépend du SoC au départ de la charge et du courant.

Pour quelques unes de ces batteries, nous avons réalisé plusieurs cycles complets avec des charges à CC-CV une fois que les batteries atteignent un SoH de 80%. Trois de ces tests sont montrés figure III.17.

La figure III.17 montre qu'en effet, recharger complètement une batterie PbA, avec une charge CC-CV, permet de régénérer sa capacité et donc de récupérer de la durée de vie.



**FIGURE III.17** – Courbes  $SoH(Nc)$  pour les VRLAB Yuasa NP1.2-6 pour différents cycles à pSoC variables avec des recharges complètes à partir de SoH 80%

Nous poursuivons actuellement ces travaux. Par exemple, nous faisons cycliser des batteries à différentes valeurs d'Ah échangées entre les cycles complets avec charge CC-CV (soit avec  $Ahc$  différent de 10 fois  $C_n$ ), afin de mesurer la limite du nombre d'Ah échangeables entre deux charges et trouver l'optimum qui permettrait de gagner en durée de vie.

L'ensemble de ces explications sur le vieillissement et le fonctionnement des batteries PbA, nous ont permis de comprendre en quoi modéliser le comportement d'une batterie et, en plus, estimer ses dégradations reste compliqué au regard de l'influence de sollicitations internes et externes. Ainsi, évaluer l'impact d'un phénomène par rapport à l'autre en interne de la batterie reste une tâche complexe.

Nous détaillons dans la section suivante, section 5, la méthode que nous avons utilisée pour étudier chaque modèle en caractérisant leurs paramètres et en faisant des simulations reproduisant les conditions de fonctionnement des batteries. Ainsi en comparant aux résultats réels obtenus

sur les batteries cyclées sur les bancs de tests, nous avons recherché les résultats de précision dans le cas d'utilisation de ces modèles avec des profils réels de type micro-réseaux LVDC.

## 5 Résultats de modélisation sur des profils typiques de micro-réseaux

Cette section est dédiée à l'étude comparative des modèles comportementaux des batteries PbA. Pour cela, nous poursuivons avec les batteries VRLAB Yuasa sur lesquelles nous avons travaillé.

Nous souhaitons en effet comparer les performances des trois modèles de fonctionnement sélectionnés à l'issue de la synthèse de la littérature.

L'ensemble de cette partie relate la méthodologie que nous avons mise en place. Les tests des batteries à modéliser, les tests de validation avec des profils de puissance de conditions réelles rencontrées dans un micro-réseau et les résultats de simulations avec les modèles.

Nous résumons les points ci-dessous qui nous ont plus particulièrement intéressés et qui ne sont pourtant que très rarement abordés dans la littérature :

- la recherche de la précision de chaque modèle de comportement par rapport à une utilisation de type micro-réseau,
- la complexité des tests nécessaires pour élaborer le modèle de comportement (extraire ses paramètres),
- la précision du modèle de comportement sur la représentation des usages ayant un impact sur la dégradation des performances des batteries, et plus spécifiquement dans notre cas des batteries PbA.

Après avoir rappelé le matériel utilisé en section 5 pour la réalisation des tests expérimentaux, nous indiquons pour chaque modèle sélectionné, la méthode d'extraction de paramètres et de validation du modèle en indiquant les tests nécessaires. Puis nous terminons par les résultats obtenus sur des profils de type micro-réseaux LVDC, extraits de données réelles. Ainsi à travers les différentes comparaisons, nous proposons ensuite une possible amélioration du modèle PE.

### 5.1 Matériels utilisés pour les essais expérimentaux menés pour étudier des modèles avec des profils de type micro-réseau

Pour éviter d'avoir des erreurs trop importantes liées à la dispersion technologique des batteries testées, nous avons choisi d'effectuer les tests sur plusieurs batteries similaires en même temps. Pour cela, pour chaque test, l'ensemble des protocoles a été réalisé en parallèle et simultanément sur quatre batteries VRLAB Yuasa NP1.2 de 6V dont les principales caractéristiques sont données en annexes D. Ces batteries proviennent d'un même lot d'achat et toutes possèdent la même date de fabrication. Ces batteries sont identifiées par les noms respectifs suivants : BAT#1, BAT#2, BAT#3 et BAT#4.

Le banc d'essai nous ayant servi à faire les tests de caractérisation et de validation des modèles est décrit en annexe C. Ce banc a ainsi servi à la fois à caractériser les batteries pour retrouver les données des datasheets en leur imposant les mêmes conditions de cyclage et à réaliser les tests nécessaires pour extraire les paramètres utiles selon les modèles. Ces tests ont d'ailleurs été effectués avant de réaliser les tests de validation en cyclage avec profil type pour éviter que les batteries aient changé de caractéristiques par rapport à des batteries neuves.

Enfin, nous avons réalisé les tests avec des profils typiques de micro-réseau à travers la programmation de profils réels. Cette dernière fonctionnalité apporte de nombreux d'intérêts pour les études du comportement des batteries en conditions réelles et notamment sur les impacts des profils sur leurs dégradations. Ainsi, afin d'étudier l'aptitude des différents modèles sélectionnés pour reproduire le comportement des batteries, nous avons utilisé des profils de puissance issus de la base de données du bâtiment Adream et pouvant être implantés sur le banc.

Dans un premier temps, nous observons donc grâce au banc d'essai de cyclage les performances des modèles dans des conditions qui ne sont pas exactement des conditions réelles, mais seulement un usage réel dans des conditions maîtrisées permettant d'évaluer précisément les modèles. Nous comparons ainsi les résultats de simulation avec les mesures réalisées en condition de fonctionnement de micro-réseau, sans tenir compte des convertisseurs, du reste des éléments et d'une température changeante, environnement dans lequel il serait difficile d'identifier si les erreurs de précision sont dues au modèle de batterie ou au reste de l'environnement. Nous nous affranchissons des variations de température en plaçant les batteries dans une chambre thermique, dont la température ambiante est constante et contrôlée. Ainsi, nous considérons uniquement les batteries dans ces tests et pas l'impact du reste du micro-réseau sur leurs fonctionnements. Les valeurs de puissance issues des profils de consigne sont directement injectées ou délivrées par la batterie en connexion directe. Ces conditions nous permettent de tester les modèles en considérant uniquement le fonctionnement électrique des batteries et en ne prenant pas en compte les variations de température et autres paramètres de l'environnement qui influenceraient leurs comportements. Dans ces conditions, nous pouvons analyser les performances du modèle et uniquement de celui-ci.

Pour valider les modèles, nous utilisons les données réelles de la base de données du bâtiment. Les profils de puissance déterminés et notés  $p_t^{bal}$  correspondent à la différence entre la production réelle d'une chaîne de panneaux PV de 1kWc et la consommation réelles de l'éclairage d'un étage du bâtiment Adream. Nous avons sélectionné quelques profils journaliers typiques pour valider les modèles dans des conditions d'usage de micro-réseaux. Pour cela, chaque profil doit traduire des sollicitations différentes. Afin d'identifier des profils typiques à partir d'une grande quantité de données comme la notre, où chaque donnée est enregistrée au pas de temps de la minute ( $t_{BD}$ ) depuis 2012, il existe des méthodes dites de *clustering* [285] basées sur le calcul de la distance euclidienne ou le *dynamic time warping* [286, 287] comme par exemple la méthode des *K-methods* ou *K-mean* [288]. Cependant, ces méthodes sont complexes à appliquer dans le cas de profils PV, car la grande variabilité de cette source fait que sur une quantité de données comme celle du laboratoire et du bâtiment Adream, le

nombre de profils différents ne restreint pas assez le nombre de *cluster* représentant des profils typiques ou, si le nombre de *cluster* est limité, c'est le profil typique qui devient inutilisable, puisqu'il ne représente plus un usage caractéristique. En effet au début de la thèse, nous avons testé quelques unes des méthodes de *clustering* de la littérature mais aucune ne nous a permis de réduire à un nombre de *clusters* réalistes. Sachant de plus que définir des profils de puissance ou de courant typiques est d'autant plus complexe que ces profils d'utilisation vont dépendre en réalité du dimensionnement du SSE et de la gestion du micro-réseau mise en oeuvre. Afin de s'affranchir de cette problématique et de sélectionner un nombre restreint de profils, nous avons calculé pour chaque journée de 2013 à 2018 trois critères,  $N_i$ ,  $E_P$  et  $|E_N|$ , avec :

- $E_P$  : l'énergie totale journalière positive (en excès, ce qui serait potentiellement chargé de la batterie).
- $E_N$  : l'énergie totale journalière négative (en déficit, ce qui serait potentiellement déchargé de la batterie).
- $N_i$  : le nombre de fois, sur une journée, où  $p_t^{bal}$  change de signe sur l'intervalle entre deux points du profil séparés par l'intervalle  $\Delta t_{BD}$ . Cela donne l'image de la quantité d'intermittences sur la journée et du nombre de fois où la batterie passerait potentiellement du mode charge au mode décharge.

Cette étude, menée sur la classification des profils à partir des données du bâtiment Adream, est expliquée en annexe E. Nous avons fait le choix, à partir de ces profils possibles et de ces trois critères, de ne conserver que les journées correspondant aux cas extrêmes de ces trois critères, soit atteignant le maximum d'un des critères. Nous avons ajouté à ces trois profils journaliers, les profils des deux jours durant lesquels la valeur de puissance  $p_t^{bal}$  est maximale et minimale (maximale en décharge). Nous avons obtenus ainsi cinq profils journaliers différents puis, nous avons mis les profils à l'échelle de la taille de la batterie modélisée en prenant en compte différentes amplitudes de  $\Delta SoC$  autorisées pour les profils. Ainsi, pour illustrer au mieux les différents avantages et inconvénients de chaque modèle, nous avons sélectionnées six scénarios basés sur cinq profils réels d'une journée conduisant la batterie à fonctionner dans différentes conditions. Nous rappelons que cette étude permettant la génération des profils et des scénarios est détaillée en annexe E.

Nous avons ainsi défini six scénarios correspondant à des profils de tests différents :

- profil n°1 : profil "intermittent" ( $N_i$  maximum) mis à l'échelle avec  $SoC_{init} = 50\%$  et  $\Delta SoC = 30\%$
- profil n°2 : profil avec  $E_P$  maximum (énergie positive maximale) mis à l'échelle avec  $SoC_{init} = 50\%$  et  $\Delta SoC = 30\%$
- profil n°3 : profil avec  $E_N$  maximum (énergie négative maximale) mis à l'échelle avec  $SoC_{init} = 50\%$  et  $\Delta SoC = 30\%$
- profil n°4 : profil avec  $p_t^{bal}$  maximum (puissance positive maximale) mis à l'échelle avec  $SoC_{init} = 50\%$  et  $\Delta SoC = 30\%$

- profil n°5 : profil avec  $p_t^{bal}$  minimum (puissance négative maximale) mis à l'échelle avec  $SoC_{init} = 50\%$  et  $\Delta SoC = 30\%$
- profil n°6 : profil avec  $E_p$  maximum (énergie positive maximale) mis à l'échelle avec  $SoC_{init} = 50\%$  et  $\Delta SoC = 100\%$

Le profil n°6 permet de visualiser le fonctionnement des batteries vers des zones de fonctionnement en charge pour des SoC importants puisque nous devrions être proche de la limite maximale de SoC car nous démarrons le test à  $SoC_{init}$  égal à 50% et nous autorisons un  $\Delta SoC$  de 100% mais, à des faibles C-rate (fin de la journée impliquant peu de production PV) .

Pour cycliser les batteries puis étudier la précision de représentation des modèles en fonctionnement de micro-réseau à partir de ces profils, nous utilisons le mode *PoWer Profile Importation* (PWPI) du banc de test Biologic et du logiciel BT-Lab, permettant de programmer et de réaliser un test enchaînant les séquences de charge ou de décharge à CP à partir d'un fichier texte. Nous réalisons ainsi une série de charge/décharge à CP (en fonction du signe de la puissance) et d'une durée  $\Delta t_{BD}$ . Le profil de consigne,  $p_t^{bal}$ , est donc programmé depuis un fichier texte comme un fichier de consignes permettant au banc de cyclage de réguler la puissance de charge/décharge des batteries pendant un temps  $\Delta t_{BD}$ , pour plusieurs séquences à la suite jusqu'à atteindre l'horizon de temps global du profil.

Ce mode d'opération du banc est intéressant car il permet de réaliser facilement un scénario journalier basé sur des données réelles en programmant le profil de puissance. Cependant, l'inconvénient majeur est que nous ne pouvons pas intégrer de fonctionnement CC ou de charge à CV pendant le test. Dans ce mode seulement une sécurité en tension est proposée. Lorsque la valeur de tension de sécurité est atteinte le test s'arrête. Pour pouvoir observer les variations de tensions proches de la fin de charge nous avons fixé une limite de tension haute supérieure à la tension de CV,  $V_{CV}$ . Ainsi nous pouvons observer le fonctionnement des modèles par rapport aux mesures jusqu'à cette zone de surcharge.

En amont du test PWPI, nous définissons une procédure d'initialisation des batteries de manière à s'assurer qu'elles sont dans les conditions initiales prévues pour chaque profil au début du test. Nous effectuons donc d'abord :

- une décharge complète à CC au C-rate maximum admis par la batterie jusqu'à la tension de fin de décharge à ce courant ;
- une charge complète CC-CV à courant nominal suivant le protocole du constructeur ;
- une décharge à CC limitée en Ah déchargés dont la quantité est calculée par rapport au produit de  $C_n$  et du  $SoC_{init}$  défini pour chaque profil. Tous les profils ont été déterminés pour un SoC initial de 50%, nous déchargeons donc 600 mAh, puis dès que cette phase d'initialisation est finie le test PWPI émulant les profils commence.

Le profil de puissance,  $p_t^{bal}$  est nommé profil de consigne par la suite, impose donc les puissances que les batteries doivent fournir ou absorber, tant que les limites de tension, de courant, de puissance, de capacité et d'énergie n'ont pas été atteintes. Si les batteries atteignent une de ces limites, le test s'arrête.

Tous les modèles ont été étudiés et implantés sous le logiciel Matlab-Simulink, en associant des blocs de fonctions développés durant la thèse et permettant de simuler les batteries. L'identification des paramètres de chaque modèle et le traitement des mesures des tests de caractérisation des batteries et des tests PWPI ont également été réalisés grâce à des codes développés sur Matlab.

## 5.2 Étude comparative des modèles de comportement

L'entrée des modèles est supposée être le profil  $p_t^{bal}$ , le même que celui utilisé pour lancer le test PWPI. Cependant, suite à l'analyse des mesures en sortie du test PWPI, nous observons un écart entre le profil de consigne  $p_t^{bal}$  et la mesure  $p_t^{B,mes}$ . Cet écart est dû à la précision du banc et aux erreurs de programmation du banc lors du transfert entre le fichier  $p_t^{bal}$  et la conversion en fichier exploitable par le banc d'essai. Pour éviter de cumuler ces écarts, faibles mais existants, nous utilisons plutôt comme consigne pour les modèles le profil  $p_t^{B,mes}$ , où  $p_t^{B,mes}$  est la puissance mesurée par le banc d'essai, injectée ou fournie par la batterie, lors des tests PWPI. De plus, pour être cohérent avec l'ensemble des travaux de cette thèse, nous avons choisi de modéliser les batteries en convention générateur, le courant ou la puissance étant donc négatifs en charge. Le profil de consigne des modèles devient donc  $p_t^{B,mes}$  dans ces mêmes conventions.

Nous comparons les mesures aux résultats de simulation. La figure III.18 synthétise la méthode proposée.

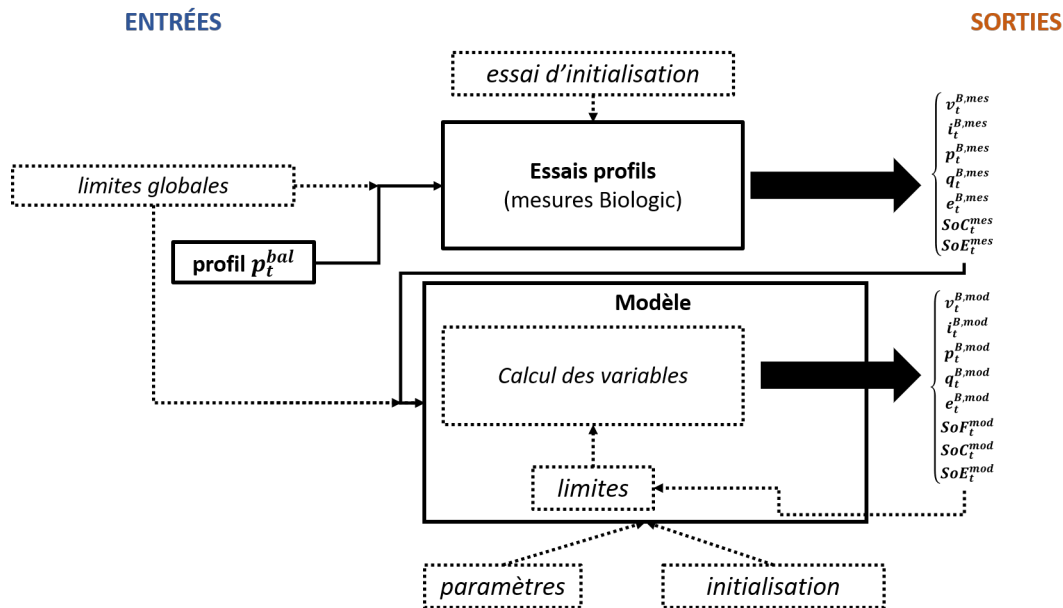


FIGURE III.18 – Méthodologie de validation des modèles de batteries

A priori, les deux types de systèmes, à savoir la batterie réelle et les modèles simulés doivent suivre le même comportement. Théoriquement, le modèle doit, de la même façon atteindre les mêmes limites et ne pas être capable de suivre la consigne  $p_t^{bal}$  si c'est le cas dans le test réel. Pour le modèle, nous stockons donc dans les variables  $p_t^E$  et  $p_t^D$  la puissance en excès ou en déficit respectivement correspondantes à la différence positive et négative entre  $p_t^{B,mes}$  et la puissance chargée/déchargée de la batterie,  $p_t^{B,mod}$ , suivant l'équation III.15.

$$p_t^{bal} \approx p_t^{B,mes} = p_t^{B,mod} + p_t^E + p_t^D \quad (III.15)$$

Nous comparons ensuite  $v_t^{B,mod}$ ,  $i_t^{B,mod}$ ,  $p_t^{B,mod}$ ,  $SoC_t^{mod}$  et  $SoE_t^{mod}$  en sortie du modèle (dépendant des modèles et des différentes limites de SoF, SoC, tension, SoE et paramètres de chaque modèle) et  $v_t^{B,mes}$ ,  $i_t^{B,mes}$  et  $p_t^{B,mes}$ ,  $SoC_t^{mes}$  et  $SoE_t^{mes}$  mesurés ou estimés à partir des mesures.

**Limites et paramètres globaux issus des documents constructeurs** Nous définissons un ensemble de paramètres et de limites maximales globales qui seront les mêmes quel que soit le modèle. Ce sont également les mêmes données qui ont servis pour les tests expérimentaux. Ces limites et paramètres sont résumés dans le tableau III.1.

Nous prenons comme référence de capacité, la capacité nominale  $C_n$  à C20 égale à 1.2 Ah (donnée dans les documents techniques [219]). Les taux de courant donnés dans la suite du manuscrit sont calculés à partir de cette capacité.

La tension nominale,  $V_n$ , est égale à 6 V telle que donnée dans les documents constructeurs et, l'énergie nominale  $E_n$  est le produit de la capacité nominale et de la tension nominale comme calculée dans le tableau III.1.

Paramètres & Limites	Valeurs
$C_n$	1.2 Ah (@C20)
$V_n$	6 V
$E_n$	1.2 * 6 = 7.2 Wh
$V_{max}^B (V_{CV})$	7.2 V
$V_{min}^B (V_d)$	5.1 V ( $V_d$ à 0.2C)
$I_{max}^{B,c} (Crate_{max}^{B,c})$	0.25C * $C_n$ = 300 mA
$I_{max}^{B,d} (Crate_{max}^{B,d})$	0.6C * $C_n$ = 720 mA

TABLE III.1 – Spécifications techniques limites des VRLAB Yuasa NP1.2-6

Les limites maximales de courant en charge et en décharge,  $I_{max}^{B,c}$  et  $I_{max}^{B,d}$  respectivement sont déterminées à partir de l'équation III.16. Ces paramètres sont calculées en fonction des C-rate maximums en charge ( $Crate_{max}^c$ ) et en décharge ( $Crate_{max}^d$ ) spécifiés dans les documents constructeurs, en fonction de la capacité nominale. Les limites maximale et minimale de tension sont respectivement la tension de charge à CV ( $V_{CV}$ ) et la tension de fin de décharge ( $V_d$ )



données pour un courant de 0.2C.

$$\begin{aligned} I_{max}^{B,c} &= Crate_{max}^c * C_n \\ I_{max}^{B,d} &= Crate_{max}^d * C_n \end{aligned} \quad (III.16)$$

**Entrées des modèles** Pour chaque modèle et en fonction du profil de consigne pour le test, nous déterminons les paramètres suivants :

- $Q_{init}^B$ ,  $Q_{max}^B$  et  $Q_{min}^B$  : les quantités de charge initiale, maximale et minimale.
- $E_{init}^B$ ,  $E_{max}^B$  et  $E_{min}^B$  : les énergies initiale, maximale et minimale.
- $V_{init}^B$ ,  $V_{max}^B$  et  $V_{min}^B$  : la tension initiale, maximale et minimale.
- $SoC_{init}$ ,  $SoC_{max}$  et  $SoC_{min}$  : les SoC initial, maximal et minimal.
- $SoE_{init}$ ,  $SoE_{max}$  et  $SoE_{min}$  : les SoE initial, maximal et minimal.
- $SoF_{init}$ ,  $SoF_{max}$  et  $SoF_{min}$  : les SoF initial, maximal et minimal.

Le paramètre  $SoC_{init}$  est le même pour tous les profils de puissance et donc pour tous les tests est égal à  $SoC_{init}$  à 0.5.

Les profils de consigne  $p^{B,mes}$ , issus des tests réels PWPI réalisés grâce aux profils  $p_t^{bal}$ , sont les profils d'entrées des modèles et correspondent chacun à un profil d'une journée. L'horizon de temps d'un test est donc égal à 24 heures et nous rappelons que la base de données du bâtiment Adream est au pas de temps de la minute ( $\Delta t_{BD}$  est égal à une minute soit  $\frac{1}{60}$  heure). En revanche, pour les modèles, les profils de mesures de puissance de la batterie,  $p_t^{B,mes}$ , utilisés en entrée des modèles sont au pas de temps de la seconde.

**Sorties des modèles** Chaque modèle permet de calculer les variables suivantes :

- $q_t^{B,mod}$  : la capacité à chaque instant, limitée entre  $[Q_{min}^B; Q_{max}^B]$ .
- $e_t^{B,mod}$  : l'énergie à chaque instant, limitée entre  $[E_{min}^B; E_{max}^B]$ .
- $i_{t,max}^{B,c}$  et  $i_{t,max}^{B,d}$  : les limites maximales du courant qui pourrait être chargé ou déchargé des batteries à chaque instant. Elles dépendent donc de l'état des batteries et sont limitées entre  $[-I_{max}^{B,c}; I_{max}^{B,d}]$ .
- $i_t^{B,mod}$  : le courant, notée  $i_t^{B,c}$  en charge et  $i_t^{B,d}$  en décharge et limité entre  $[-i_{t,max}^{B,c}; i_{t,max}^{B,d}]$ ,
- $p_t^{B,mod}$  : la puissance, notée  $p_t^{B,c}$  en charge et  $p_t^{B,d}$  en décharge et limitée entre  $[-P_{max}^{B,c}; P_{max}^{B,d}]$ ,
- $v_t^{B,mod}$  : la tension, limitée entre  $[V_{min}^B; V_{max}^B]$ ,
- $SoC_t^{mod}$  : l'état de charge, limité entre  $[SoC_{min}; SoC_{max}]$ ,
- $SoE_t^{mod}$  : l'état d'énergie limité entre  $[SoE_{min}; SoE_{max}]$ ,
- $SoF_t^{mod}$  : l'état de fonction, limité entre  $[SoF_{min}; SoF_{max}]$ ,

**Méthode d'intégration** Le calcul de l'intégrale d'une variable se fait suivant l'approximation d'Euler, dite *Euler Forward* [236], comme décrit par l'équation III.17, où  $x_t$  est la variable à intégrer et  $X_t$  son intégrale,  $\Delta t$  est le pas de temps et  $T$  l'horizon de temps. Nous faisons donc l'hypothèse que la variable intégrée  $x_t$  est constante sur  $\Delta t$  et égale à sa valeur à  $t$ .

$$\left\{ \begin{array}{l} X_{t+1} = X_t + x_t * \Delta t \\ X_1 = X_{init} \\ X_T = X_{T-1} + x_{T-1} * \Delta t \end{array} \right. \quad (III.17)$$

D'autres méthodes d'intégration existent. Les plus utilisées dans le domaine de la modélisation des batteries sont la méthode des trapèzes ou encore la méthode *Euler backward*. Aaslid et al. [236] comparent la sensibilité des résultats de modélisation du SoC d'une batterie par rapport à ces trois méthodes d'intégration. Ils montrent que la méthode la plus précise est la méthode des trapèzes, cependant elle demande une étape de calcul supplémentaire puisqu'elle se base pour calculer  $X_{t+1}$  sur la moyenne entre  $x_t$  et  $x_{t+1}$ .

Ainsi, nous avons choisi d'utiliser la méthode *Euler forward* parce que c'est cette méthode d'intégration que nous avons utilisée dans le calcul du SoC sur le banc "mini-OPA" et c'est également celle-ci qui est utilisée sur le banc d'essai de cyclage. Ainsi la méthode d'intégration en simulation est cohérente avec la méthode d'intégration des mesures expérimentales. Il serait toutefois intéressant de développer des estimateurs de SoC plus performants, à la fois sur le banc d'essai de cyclage et dans un second temps sur le banc "mini-OPA", comme nous le verrons dans le chapitre IV.

Pour tous les modèles de comportement développés, les indicateurs  $SoC_t^{mod}$ ,  $SoE_t^{mod}$  et  $SoF_t^{mod}$  sont calculés suivant les équations III.18, III.19 et III.20 respectivement, la référence pour le calcul étant la capacité nominale  $C_n$ .

$$\left\{ \begin{array}{l} SoC_t^{mod} = \frac{q_t^{B,mod}}{C_n} \\ SoC_{init} = \frac{Q_{init}^B}{C_n} \\ SoC_{min} = \frac{Q_{min}^B}{C_n} \\ SoC_{max} = \frac{Q_{max}^B}{C_n} \end{array} \right. \quad (III.18)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} SoE_t^{mod} = \frac{e_t^{B,mod}}{E_n} \\ SoE_{init} = \frac{E_{init}^B}{E_n} \\ SoE_{min} = \frac{E_{min}^B}{E_n} \\ SoE_{max} = \frac{E_{max}^B}{E_n} \end{array} \right. \quad (III.19)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{SoF}_t^{\text{mod}} = \frac{i_t^{B,c}}{I_{\text{max}}^{B,c}} \text{ ou } \frac{i_t^{B,d}}{I_{\text{max}}^{B,d}} \\ \text{SoF}_{\text{init}} = \text{SoF}_{\text{min}} \text{ ou } \text{SoF}_{\text{max}} \\ \text{SoF}_{\text{min}} = -\frac{i_{t,\text{max}}^{B,c}}{I_{\text{max}}^{B,c}} \\ \text{SoF}_{\text{max}} = \frac{i_{t,\text{max}}^{B,d}}{I_{\text{max}}^{B,d}} \end{array} \right. \quad (\text{III.20})$$

Les limites de SoF peuvent donc évoluer en fonction du temps car les courants maximums acceptables par la batterie,  $i_{t,\text{max}}^{B,c}$  et  $i_{t,\text{max}}^{B,d}$  ne seront pas les mêmes en fonction de son état. Le calcul de ces courants dépend du modèle. La capacité  $q_t^{B,\text{mod}}$  est calculée en intégrant le courant et en appliquant le rendement faradique  $\eta_F$  en charge (équation III.21). La valeur du rendement dépend du modèle utilisé.

$$q_{t+1}^{B,\text{mod}} = q_t^{B,\text{mod}} - \eta_F * i_t^{B,c} * \Delta t - i_t^{B,d} * \Delta t \quad (\text{III.21})$$

L'énergie est calculée en intégrant la puissance, produit de la tension et du courant (équation III.22).

$$\begin{aligned} e_{t+1}^{B,\text{mod}} &= e_t^{B,\text{mod}} - \eta_F * i_t^{B,c} * v_t^{B,\text{mod}} * \Delta t - i_t^{B,d} * v_t^{B,\text{mod}} * \Delta t \\ \Leftrightarrow e_{t+1}^{B,\text{mod}} &= e_t^{B,\text{mod}} - \eta_F * p_t^{B,c} * \Delta t - p_t^{B,d} * \Delta t \end{aligned} \quad (\text{III.22})$$

Les paramètres limites du SoE et du SoC sont fixés en fonction de  $Q_{\text{min}}^B$ ,  $Q_{\text{max}}^B$ ,  $E_{\text{min}}^B$  et  $E_{\text{max}}^B$ . Pour tous les modèles  $Q_{\text{min}}^B$  et  $E_{\text{min}}^B$  sont nuls.

### 5.2.1 Modèle PE

**Identification des paramètres et hypothèses** Dans le cas du modèle PE, il n'y a aucun test à réaliser pour identifier les paramètres. C'est l'avantage majeur de ce type de modèle qui est uniquement basé sur les *datasheets*. Nous fixons donc les différents paramètres en fonction des documents techniques, rappelés en annexe D.

La tension est considérée constante et égale à la tension nominale  $V_n$  spécifiée dans les documents techniques, soit 6V, et ce, quel que soit  $t$ . Dans ce cas, la tension initiale ( $V_{\text{init}}^B$ ) est égale à la tension nominale.

Lorsque les considérations de modélisation sont faites en puissance/énergie, comme c'est le cas pour le modèle PE, le SoF peut s'exprimer en puissance, il est parfois appelé SoP dans ce cas, en effet le courant est proportionnel à la puissance puisque la tension est considérée constante et égale à  $V_n$ . Le calcul des limites en courant à chaque instant  $t$  n'a donc pas réellement d'intérêt dans le cas du modèle PE puisque  $i_{t,\text{max}}^{B,c}$  et  $i_{t,\text{max}}^{B,d}$  vont être considérés constants et égaux respectivement à  $I_{\text{max}}^{B,c}$  et  $I_{\text{max}}^{B,d}$ . La tension étant considérée constante, le SoF traduit donc directement des limites de puissances constantes, notées  $P_{\text{max}}^{B,c}$  et  $P_{\text{max}}^{B,d}$ , et alors calculées par

les équations III.23.

$$\begin{aligned} i_{t,max}^{B,c} &= I_{max}^{B,c} \forall t \Rightarrow P_{max}^{B,c} = I_{max}^{B,c} * V_n \\ i_{t,max}^{B,d} &= I_{max}^{B,d} \forall t \Rightarrow P_{max}^{B,d} = I_{max}^{B,d} * V_n \end{aligned} \quad (III.23)$$

L'équation générale III.20 du SoF devient alors l'équation III.24. Prendre en compte le SoF permet de limiter la puissance en charge et en décharge. Dans ce contexte le SoF est borné entre  $[-1; 1]$  quelque soit  $t$ .

$$\left\{ \begin{array}{l} SoF_t^{mod} = \frac{p_t^{B,c}}{P_{max}^{B,c}} \text{ ou } \frac{p_t^{B,d}}{P_{max}^{B,d}} \\ SoF_{init} = \frac{P_{max}^{B,c}}{P_{max}^{B,c}} \text{ ou } \frac{P_{max}^{B,d}}{P_{max}^{B,d}} \\ SoF_{min} = -\frac{p_{t,max}^{B,c}}{P_{max}^{B,c}} = -\frac{P_{max}^{B,c}}{P_{max}^{B,c}} \\ SoF_{max} = \frac{p_{t,max}^{B,d}}{P_{max}^{B,d}} = \frac{P_{max}^{B,d}}{P_{max}^{B,d}} \end{array} \right. \quad (III.24)$$

Pour le modèle PE,  $Q_{max}^B$  est égal à la capacité nominale  $C_n$  et  $E_{max}^B$  à l'énergie nominale soit au produit de la capacité nominale  $C_n$  et de la tension  $V_n$ .

Avec le modèle PE, la puissance  $p_t^{B,mod}$  injectée/fournie dans/par la batterie est limitée à la fois :

- par les limites globales du SoE, (et indirectement par les limites du SoC qui sont les mêmes sachant que pour ce modèle, la puissance et le courant sont proportionnels à  $V_n$  près);
- par la valeur de  $SoE_t^{mod}$ , parce la puissance ne peut pas être inférieure/supérieure à ce que la batterie peut absorber/fournir sur l'intervalle  $\Delta t$ ;
- par les limites en puissance données par le SoF.

Le rendement faradique est fixé à  $\eta_F$  donné dans les documents constructeurs. Dans notre cas, et selon [219] c'est le rendement lors d'un cycle complet à courant nominal (0.05C) qui est donné et égal à 0.97.

**Mise en oeuvre** La puissance  $p_t^{B,mod}$  est calculée à partir de  $p_t^{B,mes}$ . Le modèle est réalisé suivant la synoptique donnée en figure III.19. L'entrée du modèle est en bleu et les sorties en marron. Le profil  $p_t^{B,mod}$  dépend de la consigne  $p_t^{B,mes}$  et de l'état de la batterie à l'instant  $t$ , traduit dans ce modèle par les variables  $SoE_t^{mod}$ , le SoF et leurs limites. Ainsi,  $p_t^{B,mod}$  est déterminée grâce aux équations III.25 en charge et III.26 en décharge. Le profil de puissance est ensuite calculé avec l'équation III.27, puis nous déduisons le courant  $i_t^{B,mod}$  à partir de l'équation III.28. À partir du courant et de la puissance, nous calculons la quantité de charges échangées, l'énergie et les différents états de charge et d'énergie à  $t+1$ . Ces calculs sont réalisés à l'aide des équations III.21, III.22, III.18 et III.19.

Dans ce cas, et comme expliqué dans la partie de synthèse théorique sur les modèles, la tension est considérée constante, les variables  $q_t^{B,mod}$  et  $e_t^{B,mod}$  sont donc égales à chaque pas

de temps, à la tension  $V_n$  près, et le SoC et le SoE sont égaux quelque soit  $t$ .

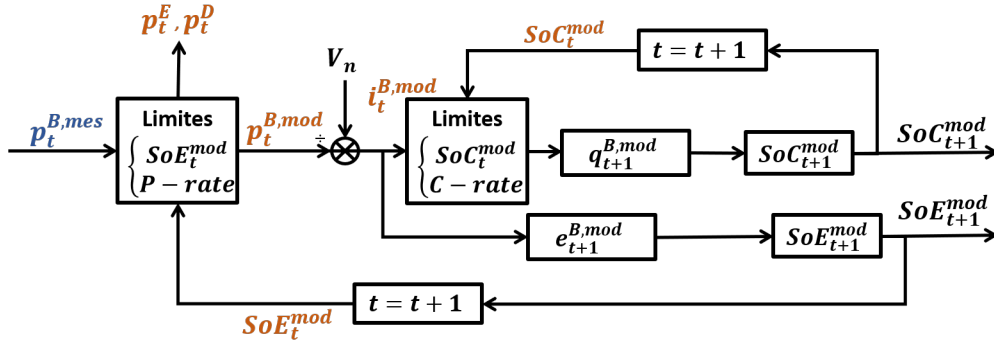


FIGURE III.19 – Synoptique du modèle PE

$$p_t^{B,c} = \begin{cases} p_t^{B,mes} & \text{si } SoE_{t+1}^{mod} \leq SoE_{max} \text{ et } SoF_t^{mod} \geq SoF_{min} \\ \max\left(-\frac{(SoE_{max}-SoE_t^{mod})E_n}{\Delta t}; SoF_{min} * P_{max}^{B,c}\right) & \text{sinon} \end{cases} \quad (III.25)$$

$$p_t^{B,d} = \begin{cases} p_t^{B,mes} & \text{si } SoE_{t+1}^{mod} \geq SoE_{min} \text{ et } SoF_t^{mod} \leq SoF_{max} \\ \min\left(\frac{(SoE_t^{mod}-SoE_{min})E_n}{\Delta t}; SoF_{max} * P_{max}^{B,d}\right) & \text{sinon} \end{cases} \quad (III.26)$$

$$p_t^{B,mod} = p_t^{B,c} + p_t^{B,d} \quad (III.27)$$

$$\begin{aligned} p_t^{B,mod} &= i_t^{B,mod} * V_n \\ \Leftrightarrow i_t^{B,mod} &= \frac{p_t^{B,mod}}{V_n} \end{aligned} \quad (III.28)$$

### 5.2.2 Modèle IVQ

Ce modèle tel qu'il est proposé dans la littérature consiste à interpoler à l'aide de différentes fonctions la tension  $v_t^B$  des batteries en fonction de la capacité  $q_t^B$  et du courant  $i_t^B$  et d'identifier les paramètres de chaque fonction avec des mesures issues de tests ou des *datasheets*.

**Identification des paramètres et hypothèses** Les essais nécessaires pour identifier les paramètres sont des courbes de charges et de décharges à CC pour différentes valeurs de courant (C-rate). Les données utilisées proviennent soit des documents constructeurs, bien que dans ces documents il soit rare d'avoir autant de courbes en charge et en décharge, soit de tests de cyclage réalisés sur la batterie pour en développer le modèle. Nous avons besoin des caractéristiques en charge et en décharge à CC, donc de tests en cyclage complet. Nous avons effectué des tests en cyclage avec des charges CC-CV et des décharges CC pour différents C-rate. Les différentes

valeurs de courant correspondent aux C-rate pour lesquels nous avons les valeurs de  $V_d$  données dans les datasheets et qui sont mentionnées dans le tableau III.2.

<i>Crate</i> charge & décharge	$V_d$
0.05C = 60 mA	$1.75*3= 5.25$ V
0.1C = 120 mA	$1.75*3=5.25$ V
0.17C = 204 mA	$1.70*3= 5.1$ V
0.26C = 312 mA	$1.67*3= 5.01$ V
0.6C = 720 mA	$1.6*3= 4.8$ V

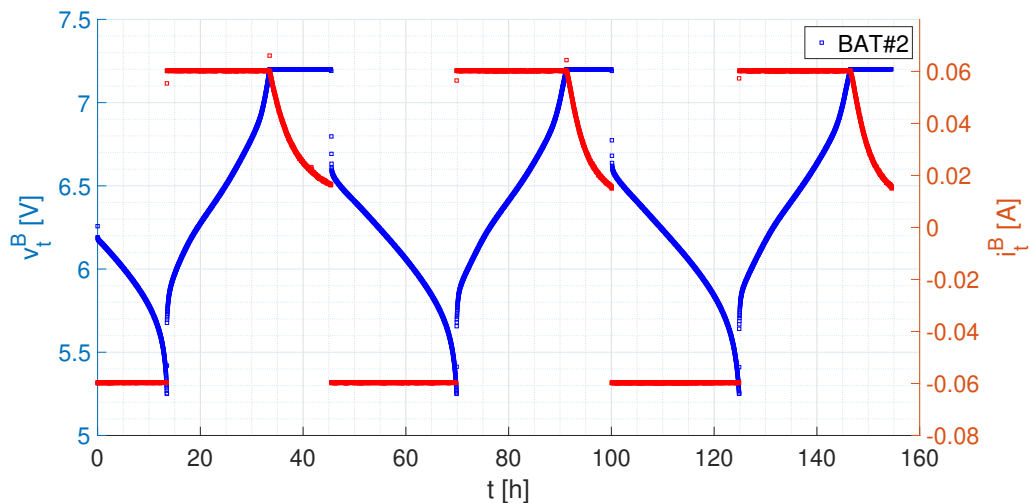
**TABLE III.2** – Limites de tension de décharge à différents C-rate pour des cycles complets (charge CC-CV et décharge CC) pour les VRLAB Yuasa NP1.2-6

Pour chaque test, nous avons réalisé  $n + 1$  cycles, en s'assurant d'effectuer au moins deux cycles complets :

- cycle 0 : initialisation, décharge complète de la batterie à C-rate constant.
- cycle 1 à  $n$  : charge CC-CV à C-rate et décharge CC complète à C-rate jusqu'à  $V_d$ .
- cycle  $n+1$  : charge complète CC-CV à C-rate.

Le cycle complet est répété  $n$  fois afin de s'assurer que les mesures sont cohérentes entre deux cycles, et donc que les mesures de tension sont reproductibles et que les valeurs des capacités mesurées en décharge sont cohérentes pour une batterie et entre différentes batteries.

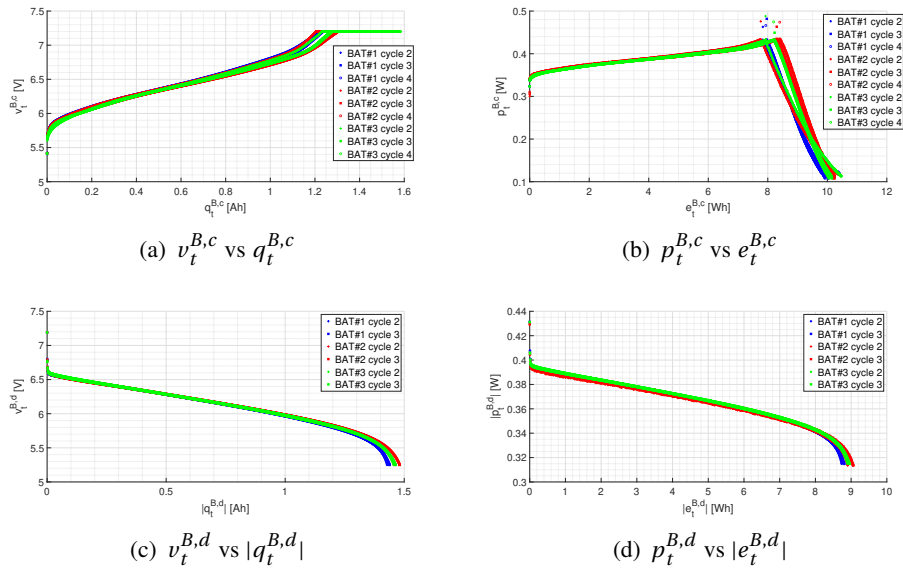
La figure III.20 montre un exemple des mesures de tension et de courant en fonction du temps pour le test effectué à courant nominal, soit C-rate égal à 0.05C et pour une des trois différentes VRLAB Yuasa étudiée (BAT#2).



**FIGURE III.20** – Mesures du test à C-rate 0.05C effectué sur BAT#2

Suivant la valeur des courants choisis et l'état de la batterie en début de test, ces tests peuvent être assez longs. En effet, il faut au moins deux cycles complets par test pour s'assurer de la reproductibilité et, il faut réaliser au moins un test à un courant égal ou proche de celui correspondant à la capacité nominale donnée par les constructeurs afin de pouvoir valider les mesures. Généralement, pour les batterie PbA de petite taille, la capacité nominale est donnée pour une décharge de 5h, 10h ou 20h, il faut donc compter environ 1 à 2 jours pour un test à courant nominal et ajouter au moins deux tests à d'autres C-rate pour réaliser au moins trois types de cyclage différents. Il serait possible, si la *datasheet* des batteries était suffisamment complète, d'utiliser les données des constructeurs pour réaliser ce modèle. Cependant, c'est assez rare que les fabricants fournissent la caractéristique complète courant-tension en charge à différents C-rate.

Un exemple des mesures en cyclage à C-rate nominal égal à 0.05C est montré en figure III.21 pour plusieurs des batteries testées.



**FIGURE III.21** – Caractéristiques réelles de tension en fonction de la capacité chargée et déchargée et de puissance en fonction de l'énergie chargée et déchargée, par cycle pour les VRLAB Yuasa BAT#1, BAT#2 et BAT#3

Nous affichons sur cette figure, la tension et la puissance en charge et en décharge pour chaque cycle. Les quantités d'Ah et de Wh échangées sont calculées en intégrant respectivement le courant et la puissance mesurés. La capacité et l'énergie affichées sur ces figures sont directement calculées à partir des mesures, et ne tiennent donc pas compte du rendement faradique. Nous pouvons voir sur cette figure III.21 que la capacité totale récupérée en décharge à 0.05C est supérieure à celle donnée dans les *datasheets* (tableau 1 en annexe D). Nous savons

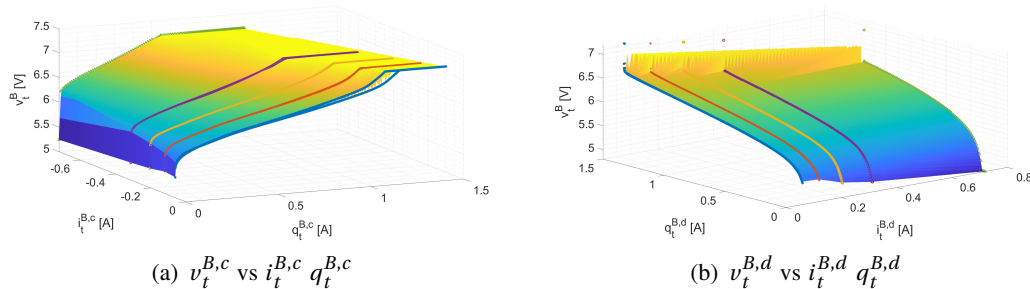
que cette valeur peut varier en fonction de la température, de l'historique de la batterie et d'une batterie à l'autre en fonction de sa fabrication et qu'une capacité nominale est mesurée dans des conditions normées différentes des conditions de laboratoire.

A partir de ces mesures, nous pouvons identifier :

- $Q_{max}^B$  : capacité totale mesurée en décharge sur un cycle complet à C-rate nominal (0.05C pour les VRLAB Yuasa).
- $E_{max}^B$  : énergie totale déchargée sur un cycle complet à C-rate nominal
- $\eta_F$  : rendement entre la capacité totale déchargée et la capacité totale chargée pendant un cycle complet.
- $\eta_E$  : ratio entre l'énergie totale déchargée et l'énergie chargée pendant un cycle complet.
- $CF_F$  : ratio entre la capacité totale chargée pendant un cycle et la capacité totale déchargée au cycle précédent.
- $CF_E$  : ratio entre l'énergie totale chargée pendant un cycle et l'énergie totale déchargée au cycle précédent.

Afin de tracer l'évolution de  $v_t^B = f(q_t^B, i_t^B)$ , qui dépend donc de deux variables, nous choisissons de mettre sur une même échelle les caractéristiques de charge et de décharge à différents courant et de représenter le tout en 3D. Nous calculons  $q_t^B$  en intégrant le courant de charge et en tenant compte du rendement faradique dépendant du courant. Pour cela, le rendement faradique est donc calculé pour chaque cycle complet pour bien tenir compte de sa variation en fonction du courant.

Nous traçons la tension en fonction de la capacité pour chaque cycle complet sur une même échelle en charge et en décharge. Les mesures sont ensuite interpolées par une surface 3D linéaire par morceaux, couramment appelée *piece wise linear* (pwl), que nous noterons  $f(i_t^B, q_t^B)$  et qui permet de déterminer la tension en fonction du courant et de la capacité, comme le montre la figure III.22.



**FIGURE III.22** – Interpolation et identification des paramètres de la fonction  $v_t^B = f(i_t^B, q_t^B)$  pour le modèle IVQ



**Mise en oeuvre** Le synoptique présenté figure III.23 schématise la mise en oeuvre de ce modèle.

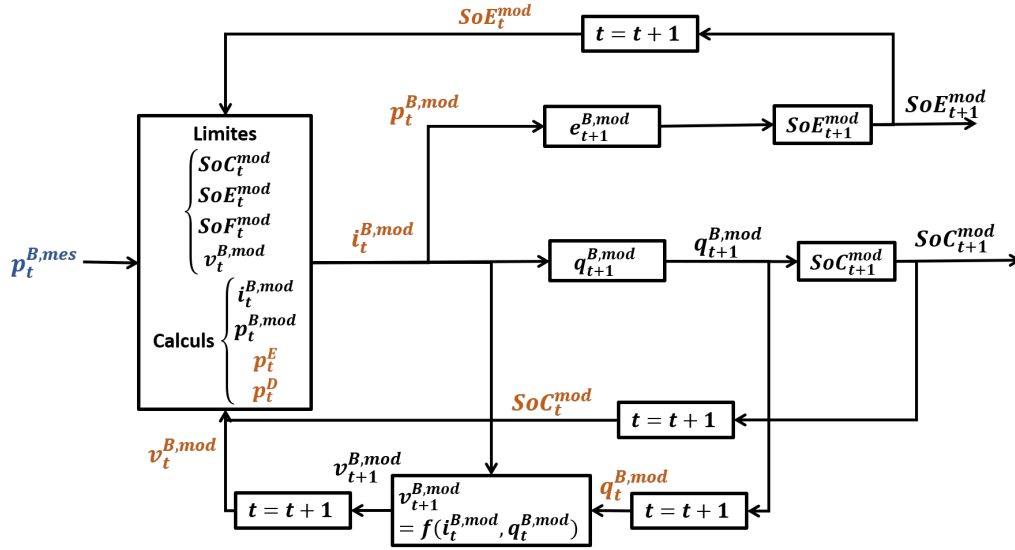


FIGURE III.23 – Synoptique du modèle IVQ

Elle est finalement assez similaire à celle du modèle PE, mais cette fois-ci, les limites sont exprimées en quantité de charge, en SoC et en courant. Une limite en tension est également appliquée correspondante à la tension de CV. Les limites et valeurs de SoC, SoE et SoF sont calculées respectivement grâce aux équations III.18, III.19 et III.20 et le courant est déterminé à chaque instant avec les équations III.29, III.30 et III.31.

Le rendement faradique est calculé en fonction du courant et appliqué à la charge lors du calcul de  $q_t^{B,mod}$ .

$$i_t^{B,c} = \begin{cases} i_t^{B,mes} & \text{si } SoC_{t+1}^{mod} \leq SoC_{max} \text{ et } SoF_t^{mod} \geq SoF_{min} \\ \max\left(-\frac{(SoC_{max}-SoC_t^{mod})C_n}{\Delta t}; SoF_{min} * I_{max}^{B,c}\right) & \text{sinon} \end{cases} \quad (III.29)$$

$$i_t^{B,d} = \begin{cases} i_t^{B,mes} & \text{si } SoC_{t+1}^{mod} \geq SoC_{min} \text{ et } SoF_t^{mod} \leq SoF_{max} \\ \min\left(\frac{(SoC_t^{mod}-SoC_{min})C_n}{\Delta t}; SoF_{max} * I_{max}^{B,d}\right) & \text{sinon} \end{cases} \quad (III.30)$$

$$i_t^{B,mod} = i_t^{B,c} + i_t^{B,d} \quad (III.31)$$

À la suite de la simulation et à chaque pas de temps, la puissance  $p_t^{B,mod}$  est calculée en effectuant le produit du courant  $i_t^{B,mod}$  et de la tension  $v_t^{B,mod}$ . Puis elle est intégrée pour calculer  $e_t^{B,mod}$  et  $SoE_t^{mod}$ . Comme pour le modèle PE, si la valeur de la puissance de consigne  $p_t^{B,mes}$  implique que la batterie atteigne l'une de ses limites, les valeurs en excès ou en déficit sont stockées dans les variables  $p_t^E$  et  $p_t^D$  respectivement. Nous rappelons que l'analyse de ces

valeurs nous permettra de voir quelle quantité de puissance par rapport à  $p_t^{B,mes}$  a été perdue ou manquante dans le modèle et pourquoi.

### 5.2.3 Modèle OCVR

**Identification des paramètres et hypothèses** Comme dit dans la section 3, il existe plusieurs tests possibles pour déterminer les paramètres permettant de modéliser  $R_{int}$  et  $v^{OC}$ , respectivement la résistance interne de la batterie et la tension d'OCV. Nous avons utilisé un test GITT permettant à la fois de déterminer l'OCV à la fin de la phase de repos et la résistance interne  $R_{int}$  au départ de chaque échelon de courant. Un exemple des tests GITT réalisés sur une des batteries est montré en figure III.24. Le courant correspond à 0.1C et le temps de l'impulsion de courant correspond au temps nécessaire pour charger ou décharger  $|\Delta Q|$  limité à 300 mAh, soit un quart de la capacité nominale  $C_n$  fixée à 1.2 Ah d'après les documents du fabricant (annexe D).

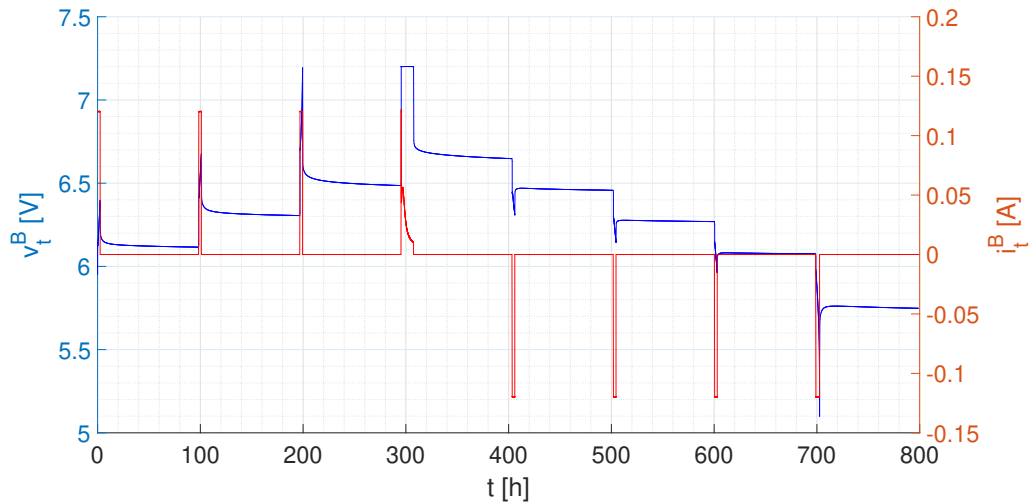


FIGURE III.24 – Mesures du test GITT effectué sur la BAT#4

Un des inconvénients de ce modèle est que le test permettant de déterminer l'OCV est forcément long puisqu'il faut attendre que la batterie se stabilise entre chaque étape. Même avec d'autres types d'essais, comme un test pour déterminer le "pseudo OCV" à 0.01C, ce test reste assez long. Avec un GITT, il faut prendre en compte une phase de repos après chaque impulsion de courant. Cette phase doit être suffisamment longue pour que la tension d'OCV se stabilise. Le temps de stabilisation dépend des technologies de batterie et des familles de batteries. Nous avons observé qu'il peut varier de quelques heures à plusieurs jours en fonction du SoC et du courant de l'impulsion, ainsi que de la technologie de batterie. Sachant qu'il existe un phénomène d'auto-décharge qui intervient en même temps que l'OCV se stabilise,

l'estimation de l'OCV en fonction de la capacité varie suivant la durée du temps de repos et du choix fait pour essayer de ne pas prendre en compte la diminution de la tension d'OCV due à l'auto-décharge.

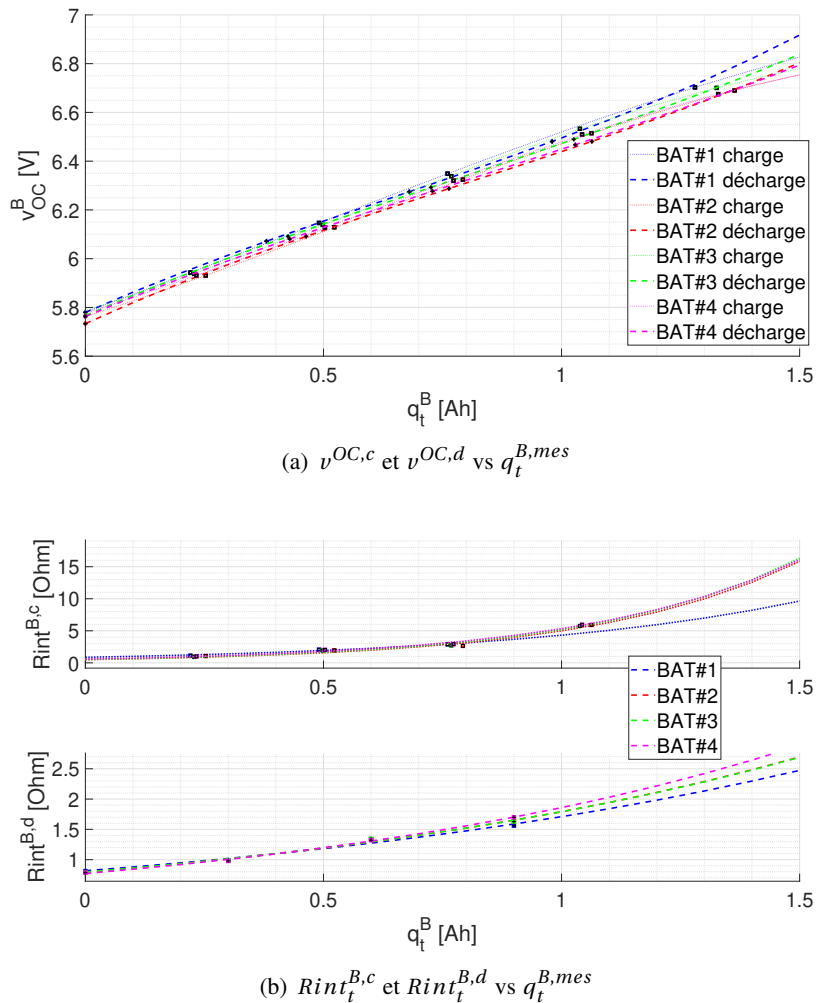
Pour identifier des valeurs de  $v^{OC}$  le plus précisément possible, nous avons fixé un temps de repos à 4 jours pour assurer la stabilisation de la tension à vide, en vérifiant qu'au bout de 4 jours l'OCV diminue légèrement et de façon linéaire. Ce qui correspond bien à l'auto-décharge et non plus à la polarisation en charge ou décharge de la batterie. Nous avons pour cela interpolé la fin de la phase de repos avec une fonction affine et nous considérons la tension au moment où la courbe réelle du GITT "décroche" de la droite modélisant l'auto-décharge comme la tension d'OCV correspondant à la capacité à la fin de l'impulsion de courant. En procédant de cette manière, nous supposons que nous supprimons l'influence de l'auto-décharge. Nous avons comparé ces valeurs de tension avec les valeurs de tension mesurées à la fin de la phase de repos et la différence est, dans notre cas, très faible (de l'ordre du centième de volt). Il est cependant à remarquer que le taux d'auto-décharge de ces VRLAB est particulièrement faible (environ 3% par mois [215]). Pour d'autres technologies, ce phénomène peut poser plus de soucis pour avoir des résultats sans l'influence de l'auto-décharge.

Pour calculer la capacité équivalente à chaque valeur d'OCV, nous avons appliqué un rendement faradique au courant en charge. Nous avons fixé ce rendement au rendement du test GITT, puisque nous effectuons finalement un cycle complet en termes de SoC lors de ce test.

Nous avons également déterminé la résistance interne  $R_{int}$ , modélisant l'ensemble des pertes de la batterie. Nous avons, à chaque impulsion de courant, mesuré le rapport entre l'amplitude de l'échelon de courant  $\Delta I$  et de tension  $\Delta V$  entre deux instants séparés d'une minute, à partir du début de l'impulsion. Ce pas de une minute est choisi car il correspond à  $\Delta t_{BD}$ , c'est à dire à la fréquence des profils la base de données du bâtiment Adream.

A l'issue de ces mesures, nous pouvons identifier les paramètres des fonctions respectives  $v^{OC} = g(q_t^B)$  et  $R_{int} = h(q_t^B)$  en charge et en décharge, que nous représentons en figure III.25. Sur cette figure, les valeurs calculées à partir des mesures sont représentées par les marqueurs noir, les fonctions identifiées à partir de ces points sont les lignes en pointillées en charge et en tirets en décharge. Nous remarquons qu'il n'y a pas beaucoup d'hystérésis entre la courbe d'OCV en charge et celle en décharge, à part à forte capacité. Les paramètres de la fonction  $v^{OC} = g(q_t^B)$  en charge ou en décharge ne sont donc pas très différents. La résistance est beaucoup plus importante en charge, ce qui est logique puisque les réactions sont "forcées" dans ce sens. Nous rappelons que la résistance  $R_{int}$  modélisée ici et calculée sur un pas d'une minute, représente l'ensemble des chutes de tension liée aux pertes et aux cinétiques électrochimiques. Elle illustre donc à priori les pertes ohmiques (électroniques et ioniques), dépendantes majoritairement de la température et, les surtensions liées aux phénomènes électrochimiques de transfert de charge et de matière, dépendantes de la température mais également du SoC, du courant et du sens charge/décharge. Dans notre cas, nous n'avons pas réalisé de test à différentes températures ou différents courant, nous ne pouvons donc pas observer ou prendre en compte ces variations. EN ce qui concerne la variation avec le SoC, autrement dit avec la capacité de la batterie, nous

notons que dans notre cas la résistance interne augmente avec le SoC. Ces résultats peuvent s'expliquer par la qualité des batteries Yuasa et également par le manque de mesures à faible SoC lié à la fréquence choisie pour les créneaux de courant dans le test GITT et à la difficulté dans le cas des batteries PbA pour connaître avec certitude le SoC de départ lors du test GITT puisque en fonction du courant de décharge pour vider la batterie au départ du test GITT il se peut que celle-ci ne soit pas être complètement vide. Il nous faudrait réitérer ces tests avec un protocole plus fin à faible SoC mais les résultats étant reproductibles, nous conservons ces valeurs pour l'instant et dans le cadre des travaux expliqués dans ce manuscrit.



**FIGURE III.25** – Mesures de  $v^{OC}$  et  $R_{int}$  pour toutes les batteries et détermination de  $v^{OC} = g(q_t^B)$  et  $R_{int} = h(q_t^B)$  (R-square > 98% pour chaque VRLAB)

**Mise en oeuvre** Le synoptique présenté figure III.26 représente la mise en oeuvre du modèle OCVR que nous avons développé.

À chaque pas de temps, nous déterminons le courant  $i_t^{B,mod}$  à partir de la valeur de tension  $v_t^{B,mod}$  et de la puissance de la batterie à l'instant  $t$ ,  $p_t^{B,mod}$ . Les limites et le calcul du courant se fait ensuite de la même façon que pour le modèle IVQ, grâce aux équations III.29 et III.30. Puis nous calculons la tension aux bornes de la batterie à  $t+1 = t + \Delta t$ , qui correspond à la somme de l'OCV dépendant de la charge  $q_{t+1}^{B,mod}$  et du produit de la résistance avec le courant qui traverse la batterie. De même que pour le modèle IVQ, des limites en courant, puissance et tension sont imposées au modèle et sont calculées à partir des mêmes équations pour ces deux modèles et dès que l'une d'entre elles est atteinte, le surplus ou le déficit est stocké dans les variables  $p_t^D$  et  $p_t^E$ .

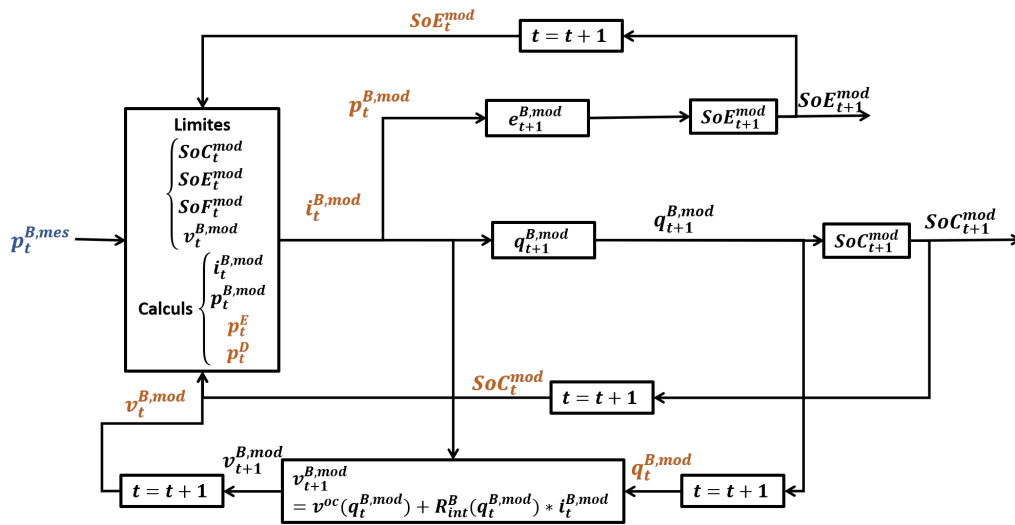


FIGURE III.26 – Synoptique du modèle OCVR

En fonction du signe du courant, sur le pas de temps  $t$  à  $t+1$ , nous sélectionnons les paramètres de la fonction pour calculer la résistance  $R_{int}^{B,c}$  et la valeur de  $v^{OC,c}$  dans le sens de la charge ou  $R_{int}^{B,d}$  et  $v^{OC,d}$  dans le sens de la décharge.

### 5.3 Comparaison des modèles avec les résultats des tests reproduisant des profils typiques d'un micro-réseau

Nous rappelons que nous cherchons à comparer les modèles développés selon trois critères liés à la complexité et à la précision :

1. La complexité de mise en oeuvre.
2. L'erreur par rapport à la réalité

### 3. La capacité du modèle à traduire les fonctionnements impactant la durée de vie des batteries

À ce stade du travail, les résultats du modèle IVQ ne nous ont pas permis de conclure, nous avons dû réitérer les tests et malgré les courbes d'identification des paramètres du modèle qui semblent correctes, nous n'avons pas pu mener à bien la comparaison avec les données réelles. A l'heure actuelle, nous cherchons à approfondir et corriger ce point-là.

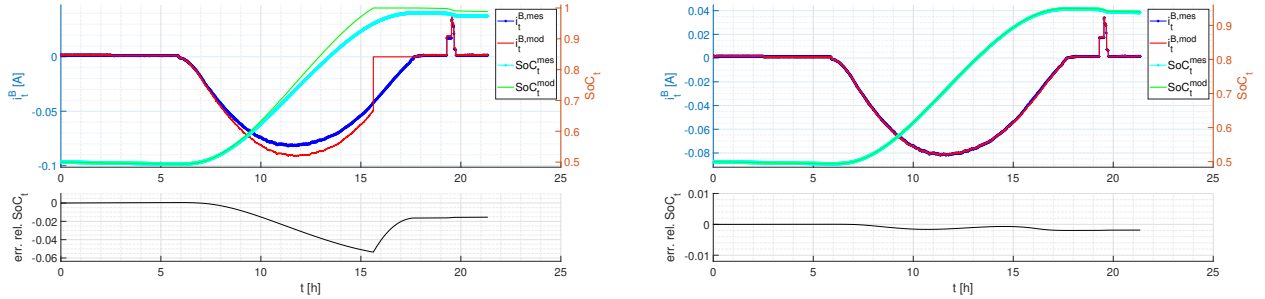
En ce qui concerne la mise en oeuvre, le modèle PE est sans aucun doute le plus adapté pour réaliser des travaux de modélisation rapide. Il est de plus très généraliste et donc permet de modéliser un grand nombre de batteries en changeant les paramètres des constructeurs. Le modèle OCVR, demande un test assez long, mais facile à réaliser car une fois lancé il suffit d'attendre qu'il s'arrête. Le modèle OCVR étant assez généraliste il peut également permettre de modéliser à peu près tous les types de batterie, il suffit pour cela de reproduire la méthodologie d'extraction des données mais cela demande de faire de nouveaux tests à chaque changement de batterie.

Pour le traitement des résultats expérimentaux pour chaque batterie, les mesures de tension, de courant et de puissance sont sauvegardées au fur et à mesure des tests sur le banc Biologic puis récupérées via le software BT-Lab et extraites dans un fichier de données au format texte. Nous les traitons, analysons et visualisons ensuite sur l'environnement Matlab grâce à des codes développés pendant la thèse. Ces mesures sont présentées en annexe F. Nous avons donc quatre VRLAB sur lesquelles nous avons reproduit simultanément les six profils extraits de la base de données du bâtiment Adream et détaillés en annexe E, ce qui représente 24 jeux de données.

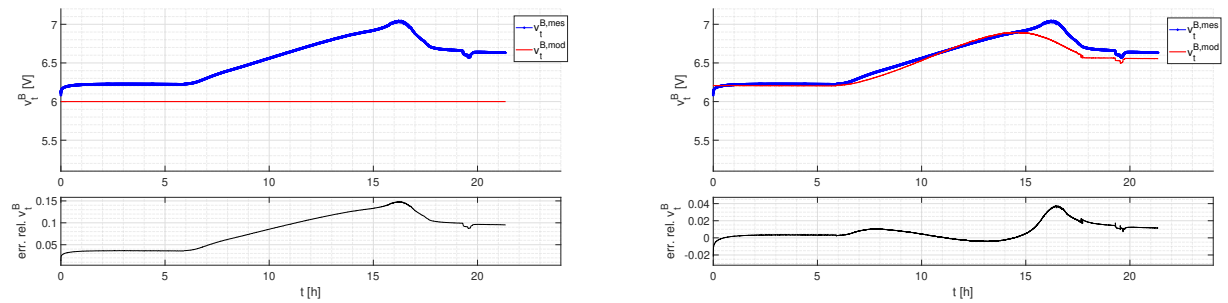
À partir des mesures de courant et de tension, nous calculons les variables  $q_t^{B,mes}$  et  $e_t^{B,mes}$  puis les variables  $SoC_t^{mes}$  et  $SoE_t^{mes}$  en fonction de la capacité nominale  $C_n$  et de l'énergie nominale  $E_n$ . Les protocoles de mesures sont les mêmes quel que soit le modèle, mais pour le calcul de la capacité et de l'énergie nous appliquons la valeur du rendement faradique, qui elle dépend du modèle et nous utilisons donc pour chaque comparaison les mesures "brutes" avec le rendement du modèle. Ainsi, nous comparons chaque modèle avec les mesures dans les mêmes conditions. Les états de charge et d'énergie sont calculés de la même façon à partir des mesures ou des variables issues de la modélisation. La différence est donc que les valeurs du courant et de la tension sont, dans un cas modélisées, dans l'autre, mesurées.

A partir des mesures nous avons pu tracer pour chaque profil et chaque batterie les erreurs en tension, courant et puissance faites avec le modèle. Nous avons également regarder l'erreur au niveau des indicateurs SoC et SoE que cela engendre. La figure III.27 et ses sous-figures présentent les résultats pour le profil n°6 dans le cas du modèle PE et du modèle OCVR pour la batterie BAT#3. Les autres résultats de modélisation pour les profils n°1 à n°5, pour cette même batterie, sont fournis en annexe G. Nous présentons les résultats pour cette batterie arbitrairement afin de limiter le nombre de courbes dans le manuscrit sachant que les résultats sont sensiblement les mêmes pour toutes les batteries testées. Nous notons, d'après les résultats de l'annexe F, que les mesures de puissance chargées et déchargées des batteries suivent le profil de consigne  $p_t^{bal}$ , puisque le test impose la puissance aux bornes des batteries. Cependant,

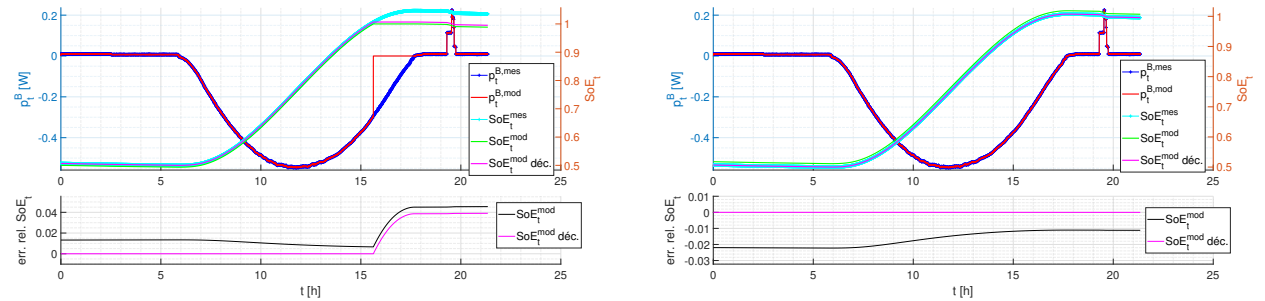
comme déjà écrit lors de l'explication de la méthode de modélisation au début de la section 5, il existe un écart faible entre  $p_t^{bal}$  et  $p_t^{B,mes}$ . C'est pour cette raison que nous utilisons ensuite  $p_t^{B,mes}$  comme consigne pour notre étude de modélisation.



(a)  $i_t^B$  et  $SoC_t$  modèle PE (à gauche) et modèle OCVR (à droite)



(b)  $v_t^B$  modèle PE (à gauche) et modèle OCVR (à droite)



(c)  $p_t^B$  et  $SoE_t$  modèle PE (à gauche) et modèle OCVR (à droite)

**FIGURE III.27** – Comparaison des mesures et des modèles PE et OCVR pour la VRLAB BAT#3 et le profil n°6

Les résultats dans le cas du profil n°6 (figure III.27) montrent que la batterie fonctionne proche de la zone de surcharge et dans un mode de fonctionnement particulier. Pour atteindre la puissance de consigne  $p_t^{B,mes}$  (dans le cas du modèle) ou  $p_t^{bal}$  (dans le cas de la mesure) et

pour maintenir la puissance constante (fonctionnement en mode CP), le courant du profil injecté dans la batterie n'est pas suffisant pour charger la batterie et n'active que des réactions parasites. Ce scénario amène la tension de la batterie à diminuer, même en charge. Nous observons ce phénomène car nous maintenons la charge à CP dans une zone de fonctionnement de la batterie à des SoC importants et proche de la zone de fonctionnement en charge à CV.

Nous observons sur la figure III.27, que la simplicité du modèle PE, qui ne prend pas du tout en compte la variation de la tension, engendre un erreur sur le calcul du courant qui se répercute sur le calcul du SoC. En revanche, le SoE modélisé suit bien les mêmes variations que le SoE mesuré, comme nous pouvions nous y attendre. Cependant, comme la valeur initiale choisie pour le calcul du SoE modélisé est basé sur des hypothèses et que nous ne connaissons pas réellement l'énergie disponible dans la batterie au début du test, la courbe  $SoE_t^{mod}$  (en vert) va suivre les variations de  $SoE_t^{mes}$  (en bleu) mais avec un décalage constant. Nous confirmons cela en traçant le "SoE décalé" (SoE déc.) en rose, soit en venant rajouter un "offset" sur le SoE modélisé.

De plus, les résultats de la figure III.27 avec le modèle PE montrent bien ici les limites de ce type de modèle, par exemple en engendrant une erreur importante sur le SoC puisque nous faisons une erreur sur la modélisation de la tension et donc du courant. Cette erreur d'estimation du SoC, résultat de l'intégration du courant, peut engendrer en fin de simulation des erreurs importantes puisqu'elle va se cumuler dans le temps. Nous savions que ce type de modèle est approximatif. Du coup, si l'objectif de la modélisation est de réaliser de la gestion de SSE sur du long terme ou si ce modèle est utilisé pour du dimensionnement tenant compte de l'ensemble de la durée d'utilisation de la batterie, cela nous amène à nous demander à quel point cette erreur cumulée peut impacter les résultats de conception (dimensionnement et gestion).

Dans le cas du profil n°6, cela implique que  $SoC_t^{mod}$  va stopper son évolution dès que la capacité nominale est atteinte (au rendement près). En réalité, le système continue à évoluer, quitte à se surcharger pour certains scénarios, impliquant que le profil de SoE réel évolue différemment.

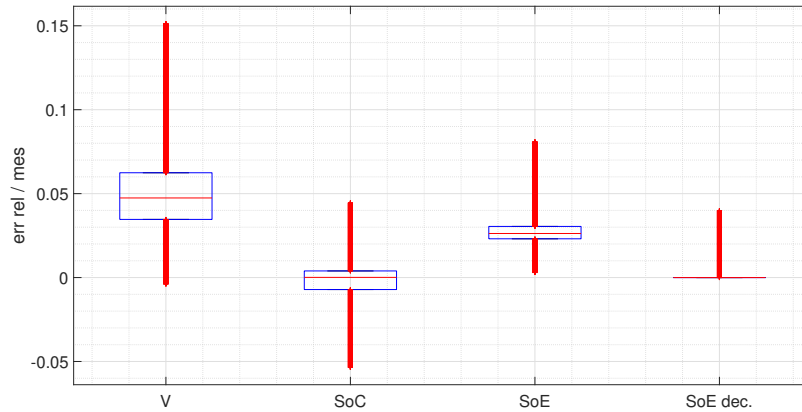
De plus, l'erreur entre SoE et SoC induite par la considération de la tension constante implique un amalgame entre ces deux grandeurs. Enfin, l'erreur sur la modélisation du courant dû à la considération de la tension constante, se cumule dans le temps. Ainsi les SoE modélisé et réel sont identiques, sauf lors de scénario complexe comme le cas du profil n°6. '

Pour le même scénario, les résultats du modèle OCVR confirment ses performances, modélisant la tension au plus près de la tension réelle. Les résultats de la figure III.27 montre des performances satisfaisantes avec une erreur en tension inférieure à 4% sur ce test et une erreur entre les SoC mesuré et modélisé inférieure à 1%.

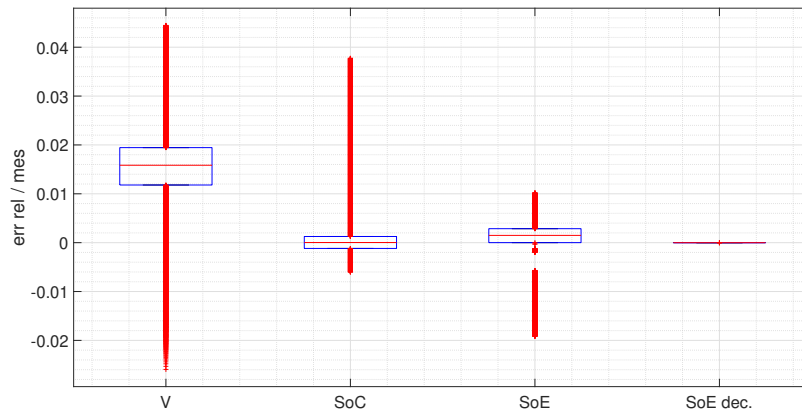
La figure III.28 représente sous la forme de "boîte à moustache", les erreurs relatives en tension, SoC, SoE et SoE "décalé" pour chaque modèle, pour tous les profils et toutes les batteries testées. Sur cette figure, le trait rouge représente la médiane de la distribution des valeurs d'erreur, le cadre bleu donne les limites des premier et troisième quartiles et l'ensemble des valeurs d'erreurs restantes sont représentées par les points rouges. L'erreur en tension du



modèle OCVR, quel que soit, le type de profil reste inférieure à 5%, nous confirmant bien que ses performances en termes de précision sont intéressantes. Le modèle PE présente une erreur en tension de 15% au maximum.



(a) Erreurs relatives pour le modèle PE



(b) Erreurs relatives pour le modèle OCVR

**FIGURE III.28** – Erreurs relatives pour chaque modèle par rapport à la mesure de tension, de SoC et de SoE pour tous les profils et toutes les VRLAB

Pour la modélisation du SoC, le modèle OCVR atteint une valeur d'erreur maximale de 4%, contre un peu plus de 5% pour le modèle PE. Le compromis entre la longueur des tests pour développer un modèle OCVR comparé au gain de quelques pourcents est ainsi à réfléchir selon les objectifs souhaités. Cette faible différence entre les erreurs relatives de SoC pour les deux types de modèle considérés s'explique par le fait que la tension de départ de la batterie dans le

cas du modèle OCVR est difficilement identifiable, que le modèle OCVR (ECM à l'ordre zéro) modélise plus précisément la tension mais toujours avec une erreur, comme le modèle PE, et que le calcul du SoC par rapport au courant lui-même déterminé à partir de la puissance, qui elle est connue, entraîne une erreur relative faible en termes de SoC.

De plus, nous proposons ici des tests d'une journée dans lesquels nous regardons la précision du modèle en ne considérant que la batterie et en connaissant le profil d'entrée du modèle. Dans ce cas, l'erreur de SoC dérive peu dans le temps puisque nous réalisons des tests courts et que nous connaissons  $p_t^{B,mes}$ . Nous pouvons supposer que sur des horizons de temps plus longs et en considérant l'ensemble de l'environnement de la batterie (rendement du convertisseur, etc.), le cumul de l'erreur du courant, et par conséquent du SoC dans le cas du modèle PE, amènerait à un écart d'erreur plus important.

Nous pouvons ajouter à cela que ces tests sont réalisés dans un environnement contrôlé. Dès lors que nous sortirions de ces conditions étudiées dans cette thèse, les variations de température entraîneront des variations de la résistance  $R_{int}$  du modèle OCVR, nécessitant alors soit un nouveau modèle en fonction de la température soit, une connaissance du risque d'erreur a priori plus importante que dans les tests présentés. Ainsi, le modèle OCVR risque de devenir moins intéressant face au modèle PE, qui lui-même sera moins performant car il ne prend pas en compte la température non plus mais, qui a l'avantage d'être simple à mettre en oeuvre, contrairement au modèle OCVR.

Pour la tension, il est intéressant de noter que la tension de ces batteries varie entre 7.2V et 5.25V, représentant un écart relatif par rapport au seuil bas de 37%, cela veut dire qu'une erreur relative de 15% pour le modèle PE, par rapport à la variation de la tension globale devient significative et est donc également à prendre en compte.

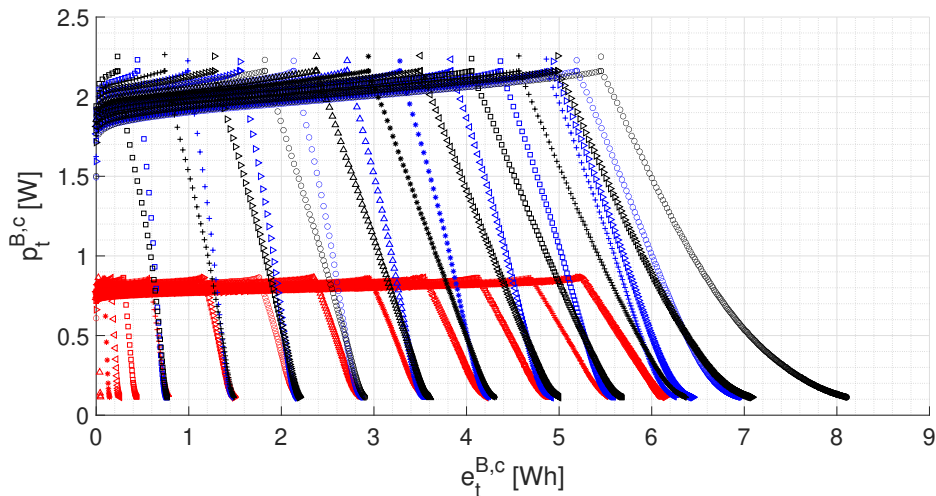
Ce que nous pouvons conclure de cette étude sur les VRLAB Yuasa, c'est que les modèles ECM présentent de meilleures performances que les modèles PE, comme nous le pensions, cependant la différence ne semble pas significative au vu d'une application à la co-étude dimensionnement-gestion *off-line* où en première approche, la précision du modèle de batterie ne semble pas un point critique, surtout si les considérations de l'étude sont faites en terme de SoE. Cependant, il faut mettre en perspective les résultats avec l'horizon de simulation et les cas critiques, comme celui du scénario n°6, qui pourraient être rencontrés dans l'application. En revanche, notons que si l'objectif de la simulation est de faire de la gestion *on-line*, ce type de modèle ne semble plus approprié car il entraîne une erreur cumulative dans le temps et semble trop approximatif.

**Amélioration du modèle PE** Pour aller plus loin, nous avons lancé une réflexion sur la mise en place d'un modèle PE, qui permettrait de modéliser la fin de charge CC-CV, et présenterait donc une amélioration du modèle PE. Ce travail étant actuellement en cours, nous proposons ici une explication des idées et des difficultés que nous rencontrons.

À partir des mesures en cyclage réalisées lors des tests de vieillissement, nous avons mis en évidence que la puissance de charge en fonction de l'énergie chargée d'une batterie a une forme

caractéristique. La figure III.29 présente les mesures "brutes" de la puissance de charge,  $p_t^{B,c}$ , injectée dans un batterie Yuasa, pour des charges de type CC-CV à différents C-rate constant, en fonction de la quantité d'Wh chargée ( $e_t^{B,c}$ ) et pour des charges commençant à différents DoD. Les données bleues et noires représentent deux batteries différentes cyclées à C-rate maximum correspondantes à BAT#7 et BAT#8 sur le lot de batterie que nous avons testé au cours de la thèse. Les mesures rouges montrent le même protocole de charge sur BAT#7 mais pour un C-rate en charge différent et correspondant au courant nominal.

À partir de cette courbe, il nous a semblé possible de construire un "gabarit" de puissance en fonction de l'énergie chargée dans la batterie. Ce que nous pouvons observer est que le "gabarit" de puissance en fonction de la charge quelque soit le courant a la même forme en fin de charge. En proposant un gabarit pour le courant maximum de charge possible, nous aurons donc la limite de puissance maximale injectable dans la batterie en fonction de son SoE. Nous pourrions donc intégrer au modèle PE, un SoF en puissance (ou SoP) variant en fonction du SoE et qui prend en compte la charge à CC-CV.



**FIGURE III.29** – Puissance en fonction de l'énergie en charge CC-CV pour différents DoD de départ et C-rate de charge

Pour ce travail, encore actuellement en cours, nous rencontrons des difficultés sur la reproductibilité des mesures de chaque batteries testées, notamment sur la limite en termes de SoE entre la phase de charge à CC et celle à CV. Limite qui par ailleurs varie en fonction du DoD (ou plus précisément dans ce cas du SoE) comme le montre la figure III.29 et du courant. Montrant donc que cette limite n'est pas toujours égale à 80% de SoC lorsque le SoC au début de la décharge est égal à 0%, contrairement à certaines affirmations de la littérature. De plus, il nous faut normaliser ces données afin de rapporter le gabarit en fonction de l'énergie "déchargeable" et non chargée, soit en fonction du SoE, pour pouvoir ensuite utiliser ce gabarit en simulation.

Il nous faut pour cela prendre en compte le rendement, qui varie en fonction du SoE et du courant, et nous n'avons actuellement pas assez de mesures concluantes pour faire émerger une loi générale.

## 6 Conclusion

Nous avons finalement développé trois modèles de comportement et comparé deux des trois modèles sélectionnées, et conclu que pour les applications de co-conception, en dimensionnement et gestion *off-line*, le modèle PE semble finalement présenter un bon compromis précision-complexité, dans les conditions de test que nous avons choisies, et en dehors des phases de fin de charge. Il présente en effet l'avantage d'être généraliste avec des paramètres identifiables aisément.

Cependant, ce modèle ne permet pas de prendre en compte les usages influençant la durée de vie, comme la phase de fin de charge dans le cas des batteries PbA ou même de modéliser correctement le SoC et le SoE en fin de charge, grandeurs qui permettent ensuite d'élaborer des stratégies de gestion permettant de limiter les plages d'utilisation des batteries et qui seront intéressantes à la fois pour des batteries PbA et Li. En effet, nous avons confirmé que le SoC modélisé avec le modèle PE présente une erreur plus importante que celui modélisé avec le modèle OCVR et pouvons supposer que ce sera le cas avec tout autre type de modèle permettant de modéliser la tension. Ces constats nous ont amené à développer une variante du modèle PE pour prendre en compte la fin de la charge et le SoF et ainsi améliorer l'estimation du SoE en fin de charge. La prise en compte de la charge nous a semblé surtout importante par rapport à la prise en compte des dégradations de performances dans le cas des batteries PbA, sur lesquelles nous avons travaillé et réalisé les tests expérimentaux. Nous pouvons ajouter que l'intérêt d'un modèle plus précis de tension, modélisant ainsi les variations en fin de charge à CC et traduisant le passage CC vers CV en charge, est important pour les batteries PbA et peut être moins fondamental pour les batteries Li qui de manière optimale doivent éviter de travailler dans ces conditions mais, pour réussir à limiter le SoC de ces batteries, afin d'optimiser leur durée de vie par leur utilisation, il faut connaître le SoC, ce qui implique alors des besoins de modélisation précis en termes de SoC. Les modèles et la méthode utilisée pourrait donc s'appliquer aussi à des batteries Li.

Nous avons également observé que les méthodes pour estimer le vieillissement de type *datasheets* sont assez peu précises vu les hypothèses, cependant elles permettent au moins de proposer une tendance limitant la durée de vie du SSE et donc plus largement du micro-réseau. Ces méthodes s'avèrent plus faciles à implémenter qu'un modèle physico-chimique plus complexe à mettre en oeuvre dans des algorithmes dédiés à la gestion et au dimensionnement *off-line* et nécessitant des modèles de comportement précis, autre que le modèle PE.

L'étude que nous avons menée valide finalement les hypothèses faites au regard de la littérature mais nous fait nous poser la question de la pertinence d'utiliser des modèles différents des modèles PE, lorsque nous faisons du dimensionnement et que l'entrée de la simulation est

la puissance chargée ou déchargée du SSE, puisque ces modèles présentent des performances qui finalement semblent correctes en termes de puissance et de SoE. Il semble alors prématuré d'utiliser des modèles ECM encore mal adaptés car ayant trop de paramètres inconnus de l'utilisateur (tension de départ, état de la batterie, etc...). L'erreur générée par le modèle ECM d'ordre zéro (OCVR) ne sera que très peu améliorée par rapport à un modèle plus "haut niveau" type modèle PE, en sachant qu'elle pourra très bien être supérieure en fonction des paramètres de départ de la simulation.

Une des perspectives de ce travail est de poursuivre les travaux pour développer des modèles adaptés à différentes échelles de temps et augmenter le détail de précisions du modèle en fonction du pas de temps  $\Delta t$  de la simulation, considéré comme un élément clé dans le choix du modèle comme signalé par Bao et al. [289]. Une autre perspective est de poursuivre cette étude en cherchant à évaluer le compromis précision/complexité avec un modèle OCVR dont les paramètres seraient identifiés à partir des *datasheets*, et donc plus simplement qu'avec un test GITT ou, au contraire, d'évaluer le gain en précision avec un modèle ECM plus précis du second ou troisième ordre.

La suite logique de ce travail, et qui sera en partie l'objet du prochain chapitre (le chapitre IV), est de vérifier ces premiers résultats mais cette fois en conditions réelles de micro-réseau (non contrôlées en température et avec un environnement réel comme les convertisseurs, des SSE amenant à mettre en parallèle et en série plusieurs batteries, etc.) dans le cadre d'application de dimensionnement et de gestion optimales, afin de vérifier que les résultats précédents sont toujours valables, même lorsque nous ne connaissons pas la puissance réellement injectée ou fournie dans/depuis la batterie mais plutôt que nous connaissons celle échangée sur le bus.

# Méthodes d'optimisation et impacts des modèles de batteries pour le dimensionnement et la gestion des micro-réseaux

---

## Sommaire

<b>1</b>	<b>Introduction</b>	<b>227</b>
<b>2</b>	<b>L'optimisation pour la conception des micro-réseaux</b>	<b>229</b>
2.1	Complexité de la conception dimensionnement/gestion	229
2.2	Les outils d'aide à la conception des micro-réseaux et les critères d'optimisation	235
<b>3</b>	<b>Impacts du modèle de batterie sur les résultats de dimensionnement</b>	<b>238</b>
3.1	Difficultés liées au dimensionnement dans les micro-réseaux	239
3.2	Proposition d'un algorithme de pré-dimensionnement et de dimensionnement	241
3.3	Application de la méthode de dimensionnement, résultats et discussion	244
<b>4</b>	<b>Impacts du modèle de batterie sur la validité de la stratégie de gestion</b>	<b>250</b>
4.1	Méthodes de résolution et problème d'optimisation	251
4.1.1	Entrées, sorties et description de l'algorithme de type GA	252
4.1.2	Entrées, sorties et description de l'algorithme de type MILP	254
4.2	Résultats d'optimisation et de modélisation	255
<b>5</b>	<b>Conclusion</b>	<b>259</b>

---

**Résumé du chapitre** *Nous présentons dans ce chapitre la validation, à ce stade, des travaux de cette thèse qui concernent l'influence du choix des modèles de SSE dans la conception et la réalisation des micro-réseaux, à la fois dans le dimensionnement et dans la gestion. Nous présentons les travaux pluridisciplinaires accomplis sur les stratégies de gestion tenant compte des modèles décrits en chapitre III. Puis, nous comparons les résultats d'optimisation aux résultats expérimentaux menés sur le banc "mini-OPA", décrit en chapitre II, en le configurant avec une architecture composée d'une source PV, une batterie PbA et les serveurs faisant office de charge. Nous discutons ainsi des compromis qu'il reste encore à trouver entre la précision et la complexité des modèles utilisés pour représenter certains phénomènes des SSE et l'impact des choix de modélisation sur le dimensionnement et les stratégies de gestion par rapport à la réalité. Nous proposons dans ce contexte de poursuivre ce travail et amenons ainsi les perspectives à court termes de ces travaux de thèse.*

## 1 Introduction

L'analyse des modèles étudiés au chapitre III nous a permis de faire des premiers constats quand à la prise en compte des usages conduisant à des dégradations de performances, notamment sur les batteries PbA, dans des situations d'usage du SSE similaires à celles d'un micro-réseau mais encore éloignées de la réalité et pour des conditions dites "contrôlées". Nous notons toutefois que, dans ce contexte, le modèle PE semble présenter un bon compromis complexité/précision et facilité d'utilisation du modèle. Ces travaux menés sur la modélisation des batteries avaient pour but d'analyser quel modèle permet de prendre en compte les modifications de comportement des SSE (dégradations, vieillissement, pertes de capacité, etc.) dans le développement des stratégies de gestion et dans les méthodologies de dimensionnement des micro-réseaux. Dans la continuité des résultats précédents, nous devons donc maintenant évaluer l'impact du choix du modèle de SSE sur les résultats de dimensionnement et de gestion d'un micro-réseau et sur la précision de ce modèle par rapport à des conditions réelles de fonctionnement.

Nous proposons dans ce chapitre, premièrement, une synthèse non exhaustive des méthodes de conception utilisées dans le domaine des micro-réseaux, soit pour optimiser le dimensionnement, soit pour optimiser la gestion de l'énergie *off-line*, soit pour co-optimiser ces deux problèmes de conception. Deuxièmement, nous cherchons à utiliser certains modèles de SSE dans des méthodes de dimensionnement puis des méthodes de gestion afin d'en évaluer l'impact sur les résultats de ces algorithmes d'optimisation et sur leur validité en fonctionnement réel. Certaines de ces analyses n'ont pas encore pu être menées à terme mais le banc "mini-OPA" nous a permis d'arriver au bout de la démarche expérimentale afin de valider certains des modèles de SSE utilisés dans le dimensionnement et la gestion des micro-réseaux et ce dans un environnement de type micro-réseau, au plus près de conditions réelles de fonctionnement.

La figure IV.1 résume les problématiques que nous traitons dans ce dernier chapitre. Nous avons essayé d'y répondre par les objectifs suivants :

- Évaluer l'impact des modèles dans le résultat de la stratégie de gestion ou du dimensionnement.
- Évaluer la validité de stratégie de gestion de l'énergie *off-line* lors de fonctionnement réel dans un micro-réseau expérimental.

Nous avons construit ce chapitre en trois sections, décrites ci-dessous.

**Section 2** Cette section introduit les grands concepts d'optimisation, domaine à part entière, afin de restituer les difficultés liées à l'imbrication entre le dimensionnement et la recherche de gestion optimale pour les micro-réseaux. Nous faisons pour cela un rapide rappel sur les outils existants.

**Section 3** Cette partie illustre nos travaux sur les méthodologies de dimensionnement des SSE. Ainsi nous expliquons plus particulièrement la stratégie de pré-dimensionnement, sans utilisation de modèle, puis de dimensionnement optimal mise au point pendant la thèse et



cherchons à évaluer l'impact du modèle de SSE sur le dimensionnement global. Nous présentons nos travaux préliminaires sur ce sujet.

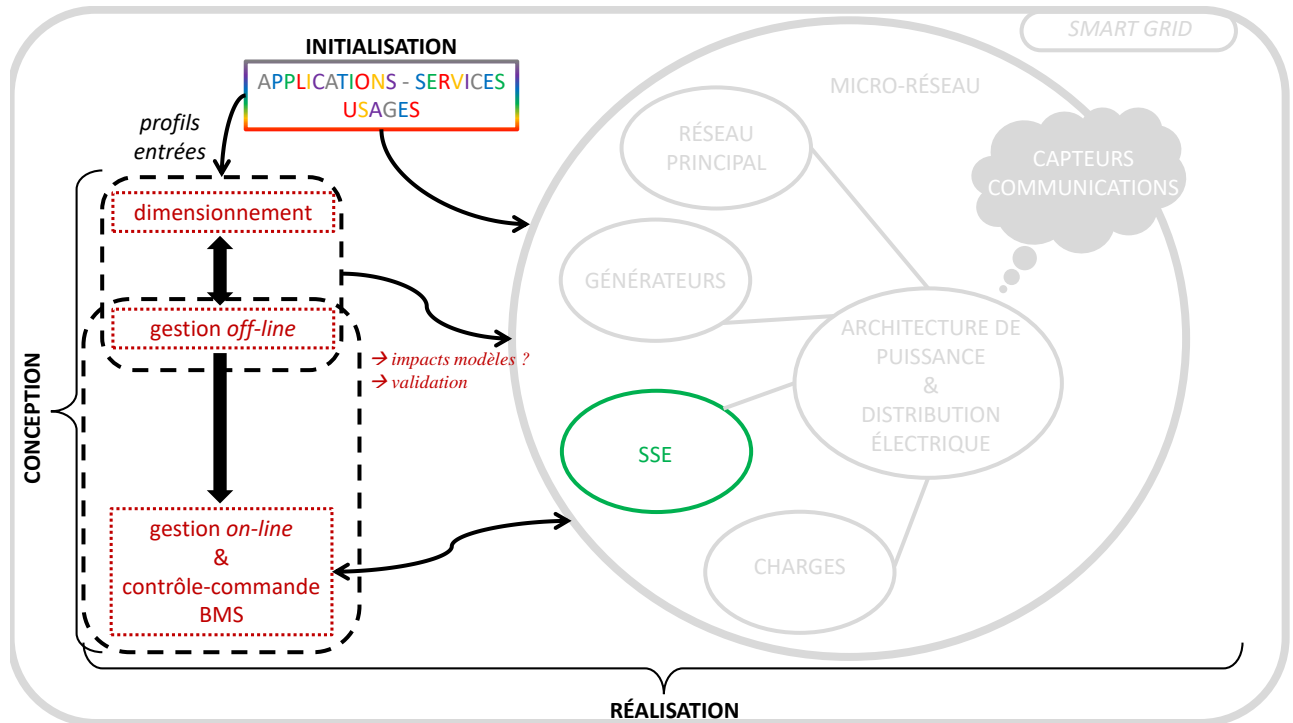


FIGURE IV.1 – Description du chapitre IV dans le contexte de la méthodologie de conception et de réalisation d'un micro-réseau proposée dans la thèse

**Section 4** Dans cette dernière section, et avec l'aide des équipes ROC et SARA, deux stratégies de gestion inspirées des travaux antérieurs du LAAS-CNRS sont étudiées et comparées pour la gestion optimale d'un micro-réseau. Les applications choisies correspondent au domaine du "Green Cloud Computing" avec des données réelles de consommation de serveurs informatiques. Dans ce contexte, nous montrons comment nous avons élaboré et testé ces deux stratégies permettant la gestion des sources PV et de plusieurs serveurs informatique. La première stratégie est basée sur un algorithme évolutionnaire de type algorithme génétique, abrégé par la suite GA pour *Genetic Algorithm* et la seconde stratégie repose sur une méthode de programmation linéaire mixte en variables entières ou continues, plus communément appelée *Mixed-Integer Linear Programming* (MILP). Ces deux méthodes utilisent une version du modèle PE. Nous concluons cette section par une comparaison des résultats obtenus entre la simulation et l'expérience dans le cas de la résolution avec le GA et ainsi nous analysons l'impact du modèle PE sur la validité des résultats de simulation et de gestion optimale *off-line* implantés dans l'EMS du banc "mini-OPA".

## 2 L'optimisation pour la conception des micro-réseaux

Nous proposons dans cette section un tour d'horizon sur les problématiques et les différents outils et méthodes pour faire le dimensionnement et/ou la gestion des micro-réseaux. De nombreuses revues récentes de la littérature faisant déjà la synthèse de ces méthodes et outils, nous proposons dans ce manuscrit de rappeler les grands principes, s'appuyant sur ces références, sachant que l'objectif de la thèse n'est pas de développer de nouvelles stratégies de gestion optimales ou de dimensionnement mais plutôt de comprendre et d'analyser l'impact des modèles dans les résultats de celles-ci.

Nous rappelons qu'un problème d'optimisation peut se noter de manière générale  $F$  tel que décrit par l'équation IV.1. Résoudre le problème  $F$  consiste à optimiser, c'est à dire à minimiser ou maximiser, une ou plusieurs "fonction(s) objectif(s)" de  $F$ , appelées aussi "fonction(s) coût(s)" ou encore plus simplement "objectif(s)", "critère(s)" ou "coût(s)", et notées  $f(x)$  de  $F$ . La résolution du problème passe par la modification des variables de décision  $x$  de l'ensemble  $X$ . Cet ensemble est appelé l'espace de recherche du problème d'optimisation.

$$F : X \rightarrow \mathbb{R} \quad (\text{IV.1})$$

La première partie de cette section rappelle et explique plus amplement la problématique, lors de la phase de conception d'un micro-réseau, liée à la co-dépendance entre le dimensionnement et la gestion *off-line* dont découle la gestion *on-line* et le contrôle-commande. Puis, nous présentons quelque uns des outils existants utilisant principalement des indicateurs de performances, communément appelés dans la littérature *Key Performance Indicator(s)* (KPI) dont nous donnerons également quelques exemples et définitions. Enfin, nous mettrons en évidence les limites de ces méthodes, introduisant ainsi la méthode de dimensionnement proposée dans cette thèse.

### 2.1 Complexité de la conception dimensionnement/gestion

Nous soulevons dans cette sous section les différents points intéressants à prendre en compte lors de la phase de conception, considérant le dimensionnement puis les phases de gestion *off-line* et *on-line* d'un micro-réseau, telle que nous les avons définies au chapitre I.

**Difficulté liée à la co-dépendance dimensionnement/gestion** L'implication des choix de dimensionnement des éléments sur ceux de gestion de ces mêmes éléments (et vice-et-versa) au sein d'un système, est étudiée dans la littérature par de nombreux auteurs dans le domaine de l'optimisation des systèmes au sens large et au-delà du domaine des micro-réseaux. Ces constats amènent des réflexions dites "d'optimisation globale" d'un système. Cette problématique peut s'exprimer simplement par le fait qu'un dispositif ne pourra être géré de manière optimale que si ses dimensions sont adaptées à la stratégie de gestion, et inversement, les dimensions de ce dispositif ne pourront être pensées de manière optimale que si la façon dont il est géré et

les interactions qu'il a avec les autres éléments du système sont prises en compte. En d'autres termes, les stratégies de dimensionnement auront beau être les plus optimales possibles, une fois en fonctionnement si la gestion du système n'est pas la même que celle considérée lors du dimensionnement, il y a de grandes chances que celui-ci ne réponde plus au caractère optimal lorsqu'il a été conçu.

L'article de Fathy et al. [290], souvent cité pour illustrer ce problème de co-dépendance ou de couplage entre optimisation de la gestion et du dimensionnement, note ce domaine de l'optimisation de façon générique "*plant/controller optimization*". Nous traduisons cette problématique par co-optimisation dimensionnement/gestion. Ce concept d'optimisation "couplée" est aussi connue sous le terme de conception optimale ou encore optimisation globale [291]. Fathy et al. [290] proposent quatre approches pour appréhender cette problématique, reprise dans la plupart des références du domaine, comme par exemple le travail de thèse de P. Haessing [292] et de R. Rigo-Mariani [293], expliquant également ces concepts.

Une première approche, dite de **séquentielle**, consiste à optimiser d'abord un dimensionnement et à le fixer, puis à optimiser la gestion sur ce dimensionnement établi. L'optimisation du dimensionnement se fait alors à partir d'hypothèses simplificatrices puisque la gestion n'est pas prise en compte. Par exemple, dimensionner les SSE sur la moyenne de la consommation journalière avec un nombre plus ou moins important de jour d'autonomie, ce qui est fait par exemple par Bintoudi et al. [294]. Cependant, pour les raisons évoquées en introduction de cette section, sans retour possible entre la stratégie de gestion et le dimensionnement, cette approche peut difficilement être optimale. En effet, admettons par exemple que la stratégie de gestion permette de minimiser le dimensionnement établi vis-à-vis d'un des critères d'optimisation, comme le coût d'achat par exemple, alors le dimensionnement de départ n'est plus optimal.

Une deuxième approche, dite **itérative**, est l'approche la plus utilisée dans le domaine des micro-réseaux. Elle consiste à optimiser un des deux aspects en premier, le plus souvent le dimensionnement avec une stratégie de gestion de départ généralement non-optimale, puis à optimiser le second aspect, dans notre cas la gestion, en utilisant le résultat de dimensionnement optimal trouvé en amont. Une fois la stratégie de gestion optimale trouvée sur ce dimensionnement, l'approche consiste à itérer le processus, en cherchant de nouveau le dimensionnement optimal mais cette fois en considérant la gestion optimale qui vient d'être définie. En d'autres termes, cela revient à optimiser le dimensionnement mais cette fois-ci en considérant la gestion optimale établie à l'itération précédente. L'idée est de réitérer le processus, en cherchant ensuite un nouveau dimensionnement optimal avec la nouvelle stratégie de gestion et ainsi affiner au fur et à mesure la co-optimisation dimensionnement/gestion afin de trouver une configuration optimale pour les deux aspects. Cette approche se base donc sur l'hypothèse que l'optimisation du dimensionnement et l'optimisation de la gestion, bien que se faisant indépendamment dans la résolution, à force d'itération, va converger vers la solution correspondant à l'optimum de conception global.

Une troisième approche, dite **imbriquée**, correspond à une variante de l'approche itérative et va permettre d'éviter cette double résolution de problème "d'abord l'un puis l'autre". C'est

l'approche proposée dans la thèse de P. Haessig et R. Rigo-mariani par exemple. Elle est dite aussi "bi-niveau". Cette approche contrairement à celle présentée précédemment consiste à optimiser une stratégie de gestion pour chaque dimensionnement et à réaliser ces deux optimisations conjointement, introduisant ainsi la notion de "boucle externe" de dimensionnement et de "boucle interne" de gestion [112]. Concrètement, dans le cas des micro-réseaux, cela revient à optimiser par la "boucle interne" les flux d'énergie et de puissance, en modifiant les consignes délivrées par l'EMS ou le PMS, pour le dimensionnement défini par la "boucle externe". L'optimisation de la gestion va ensuite atteindre une solution optimale pour ce dimensionnement, et cette stratégie sera utilisée pour le dimensionnement en seconde itération de la "boucle externe". Cette "boucle externe" imbriquée va itérer l'optimisation du dimensionnement du système avec de nouvelles consignes issues de la stratégie de gestion et ainsi de suite. Les deux "boucles" d'optimisation n'interagissent pas entre elles, elles sont indépendantes, mais elles fonctionnent ensemble de manière imbriquées, contrairement à l'approche "itérative". La "boucle interne" génère le meilleur contrôle pour le meilleur dimensionnement sélectionné par la "boucle externe". La différence avec l'approche précédente est que la phase d'optimisation est résolue conjointement par les deux boucles, minimisant à priori le nombre d'itérations et de dimensionnements envisagés. P. Haessing souligne cependant, qu'en terme de modélisation du problème d'optimisation, cette approche est structurellement simple et similaire à l'approche itérative impliquant par conséquent une multiplication du temps de résolution du problème.

La quatrième et dernière approche est dite *simultanée*. Cette dernière vision consiste à résoudre un problème d'optimisation unique dont les variables d'optimisation sont à la fois les flux de puissance et d'énergie pour le problème de gestion et la dimension des éléments pour le problème de dimensionnement, sachant que ces variables de décision vont rentrer en jeu dans l'écriture des contraintes pour l'optimisation de la gestion. Cette approche est censée résoudre le problème d'augmentation du temps de résolution que nous retrouvons dans les approches itérative et imbriquée. Cependant, cela implique de résoudre un problème d'optimisation à la fois statique et dynamique avec de multiples variables de décision interagissant dans l'écriture des contraintes d'un problème à l'autre et, comme le montrent les auteurs dans [290, 292], ce type de problème reste encore aujourd'hui particulièrement complexe à résoudre.

**Complexité liée à la nature dynamique et statique des variables de décision** Comme nous venons de le mentionner, en plus de la co-dépendance entre gestion et dimensionnement, ces deux problèmes d'optimisation vont avoir des variables de décision de natures différentes notamment dans leurs caractères statique ou dynamique [292]. En effet, optimiser le dimensionnement pour la conception d'un système, en l'occurrence un micro-réseau, c'est définir la taille des éléments le constituant de manière optimale. Nous parlons ici de dimensionnement statique s'adressant à des variables de décision ne dépendant pas du temps. Pour la gestion d'un micro-réseau, les variables de décision principales, sont les flux de puissance ou d'énergie. Le problème est donc dans ce cas dynamique, puisque dans cette situation, les variables de décision et les contraintes dépendent de ce qui s'est passé avant et/ou qui se passera après, elles dépendent du temps.

Par exemple, le choix de charger ou décharger un SSE est soumis à la contrainte de limite sur son SoC qui dépend de ce qui s'est passé avant. Pour la gestion de la source PV, cela dépend de ce qui se passera ensuite, par exemple, la prédiction et sa précision sur un horizon plus ou moins lointain de ce que sera le taux d'ensoleillement, sa variation et sa qualité. Ainsi, en fonction d'une prédiction de pas ou pas assez de production PV ou bien au contraire trop de production, l'algorithme de gestion, dans le cadre d'une gestion optimale, ne prendra pas les mêmes décisions.

**La problématique de l'horizon de temps des profils d'entrée du problème** Un autre point complexe dans la conception optimale est lié à l'horizon de temps à considérer et au point de départ de cet horizon de temps. Premièrement, plus l'horizon de temps est important, plus la résolution du problème d'optimisation sera longue. Cependant, nous pouvons supposer que les résultats d'optimisation n'en seront que meilleurs, puisqu'ils auront fait l'objet d'une démarche plus précise avec l'effort de tester de nombreux scénarios.

Pour réduire le temps de simulation, la recherche de profils typiques de puissance ou de courant permettant de caractériser l'utilisation des SSE suivant l'application est donc un élément clé dans la résolution des problèmes d'optimisation et permet d'améliorer les processus de conception optimale. Cette problématique amène donc des interrogations quant à la sélection de ces profils typiques de puissance ou de courant. L'idée serait d'avoir des bases de données de profils, avec des caractéristiques typiques de micro-réseaux, pour pouvoir ensuite tester des stratégies de gestion. Cependant, il est compliqué de répondre à cette question sans dimensionnement préalable.

**Le choix des critères** Nous soulevons ici une difficulté qui concerne plus particulièrement les critères à optimiser. Dans la littérature, nous les retrouvons souvent sous le terme de KPI regroupant l'ensemble des critères estimés comme clé dans l'étude des micro-réseaux. Le souci est de savoir lesquels sont les plus pertinents dans le cadre d'une application spécifique et en fonction de l'objectif de l'optimisation de la conception. Nous traitons cette question dans la sous-section suivante.

**La modélisation des SSE dans leurs environnements** Enfin, la dernière difficulté présentée dans cette section et principalement abordée dans ce manuscrit, concerne le choix du modèle complet du SSE et rejoint les problématiques traitées en chapitre III.

Une première des interrogations face à ce choix concerne les facteurs extérieurs au SSE. En effet, la décision concernant quel modèle complet de SSE utiliser doit être réalisée en réponse à la question "quels sont les variables extérieures à ma disposition, que je connais et qui peuvent être prises en compte ?".

Un second point concerne la modélisation des performances du convertisseur dédié à chaque SSE. Il peut sembler utile de le modéliser "finement" en association avec le SSE, et ce dans le but de modéliser le micro-réseau et le SSE au plus proche de leur fonctionnement réel afin

de co-optimiser le dimensionnement et la gestion *off-line* et *on-line* de l'énergie. Les modèles électriques utilisés pour développer les lois de contrôle-commande s'avèrent inadéquats pour être intégrés dans la simulation du micro-réseau réalisée pour son dimensionnement ou sa gestion au regard des dynamiques rapides qu'ils permettent de simuler pour l'échelle de temps des régulations. Leurs niveaux de détails va rendre la simulation trop complexe engendrant beaucoup de calculs sur des dynamiques rapides mais qui n'ont pas d'intérêt dans une étude dimensionnement/gestion. Ainsi, à partir du moment où le modèle et sa simulation ont pour but d'aider à la conception optimale, le modèle du convertisseur a un autre objectif : contribuer à l'analyse en termes de performances énergétiques de l'ensemble de la chaîne de conversion du SSE vers le bus continu. Il faut donc utiliser un nouveau type de modèle comportemental décrivant le convertisseur statique et qui doit pouvoir se coupler au modèle de SSE utilisé.

La plupart des études modélisent conjointement le SSE et le convertisseur en utilisant un modèle de rendement du convertisseur qui va réduire la puissance injectée ou augmenter la puissance déchargée par le SSE pour subvenir au besoin. Le rendement du convertisseur devient alors un paramètre supplémentaire à prendre en compte dans le calcul entre la puissance disponible et la puissance réellement injectée dans le SSE ou entre la puissance à fournir pour répondre au besoin et la puissance déchargée.

Si nous reprenons le schéma général de modélisation des batteries du chapitre III, cela revient à ajouter des pertes entre  $p_t^{CVSsse}$  et  $p_t^{sse}$ .

Beaucoup de modèles d'optimisation considèrent la batterie avec son convertisseur de manière commune, soit comme une unité propre équivalente à un VSC ayant un rendement de charge et de décharge fixe. Cependant, le convertisseur s'avère bien plus complexe en comportement ayant un rendement qui dépend du courant qui le traverse et de la tension à ces bornes. Schimpe et al. [295] montrent même qu'au-delà des variables électriques pour une modélisation fine des pertes, il faudrait également prendre en compte les aspects thermiques.

Aaslib et al. proposent en [236] une modélisation des pertes du convertisseur dédiée à l'optimisation en représentant ces pertes en fonction de la puissance transférée grâce à une fonction *spline* constitué de polynômes du second ordre. Une autre proposition de modélisation est proposée par Schimpe et al. [295] qui établissent un modèle de l'efficacité d'un convertisseur DC/AC à partir des courbes mêmes de rendement et en fonction de la puissance AC fournie au micro-réseau et de la tension d'entrée, dans ce cas la tension de batteries Li. Des études de simulation sont menées sur une batterie associée à son électronique de conversion pour montrer les liens entre l'évolution du rendement du convertisseur et sa dépendance avec le niveau de puissance de charge/décharge de la batterie et de sa tension, non prise en compte dans les modèles PE traditionnels.

Si nous résumons les différentes options qui existent pour modéliser le convertisseur, la plus répandue est d'utiliser un rendement constant afin de calculer la puissance chargée ou déchargée dans le SSE par rapport à ce qui est disponible. Nous pouvons décrire ce modèle par l'équation IV.2, avec  $\eta_{CVS}$  le rendement constant du convertisseur,  $p_t^{CVSsse,c}$  la puissance potentielle à charger dans le SSE et venant du reste du micro-réseau,  $p_t^{CVSsse,d}$  la puissance

potentielle à décharger du SSE et à fournir au reste du micro-réseau et  $p_t^{sse}$  la puissance réellement fournie/injectée par/dans le SSE.

$$p_t^{sse} = \eta_{CVS} p_t^{CVSsse,c} + \frac{p_t^{CVSsse,d}}{\eta_{CVS}} \quad (IV.2)$$

L'approche de complexité supérieure pour la prise en compte d'un modèle de rendement plus fidèle à la réalité est de modéliser l'efficacité du convertisseur,  $\eta_{CVS}$ , par une fonction dépendante de la puissance transférée, soit de  $p_t^{CVSsse}$  ou de  $p_t^{sse}$ .

La dernière possibilité que nous retrouvons dans la littérature consiste à modéliser le rendement  $\eta_{CVS}$  en fonction du courant et de la tension du SSE, comme par exemple dans les travaux de Aaslib et al. [236]. Cependant pour effectuer une telle démarche, il faut que le modèle de SSE soit compatible, c'est à dire qu'il fournisse les informations courant/tension aux bornes du convertisseur et donc de la batterie. Ainsi en fonction de la valeur de courant et de la tension du SSE, la valeur du rendement sera différente et adaptée.

En résumé, prendre un rendement constant est l'hypothèse la plus simple que nous pouvons faire. Une modélisation plus complexe serait de prendre un rendement variant en fonction de la puissance d'entrée par exemple. Le niveau de complexité supérieur est de prendre un rendement variant en fonction de la puissance et de la tension. Dans une démarche de modélisation de l'efficacité pour la co-étude dimensionnement/gestion, nous pourrions donc utiliser une des trois possibilités suivantes :

- rendement constant fixe,
- rendement en fonction de la puissance d'entrée,
- rendement en fonction de la puissance d'entrée et de la tension du SSE (en entrée du convertisseur).

Dans tous les cas, et quelque soit le modèle choisi, il nous faut associer le modèle de rendement du convertisseur au modèle de comportement du SSE. Cela rajoute un degré de complexité au problème puisque il nous faut alors prendre en compte le fait que la puissance injectée ou fournie dans ou depuis le SSE n'est pas la même que la puissance côté bus,  $p_t^{CVSsse}$ , et qui dépend de  $p_t^{bal}$  (la différence entre la puissance produite et la puissance consommée, comme nous l'avons spécifié depuis le début de ce manuscrit). Il nous faut alors considérer la limite en terme de puissance, en charge et en décharge du SSE, en prenant en compte le rendement du convertisseur afin de s'assurer que ce qui est demandé peut potentiellement être fourni par le SSE, ou que ce qui est disponible peut être chargé dans le SSE. Cela nous amène à réfléchir à un modèle commun convertisseur-SSE.

Pour aller encore plus loin nous savons que d'autres facteurs influencent le rendement d'un convertisseur, comme la température de fonctionnement ou la durée de vie des composants.

Dans ce contexte, nous avons fait des études avec le rendement du convertisseur constant associé au modèle PE. Cependant une approche avec le modèle PE et le rendement variable en fonction de la puissance est en cours d'étude. De plus, suite à la réalisation du convertisseur

décrit dans le chapitre II, nous avons fait une étude plus avancée de son efficacité et avons donc la possibilité d'intégrer un rendement variable en fonction de la tension de la batterie et du courant échangé. Avec une approche empirique, nous avons établi une fonction du rendement dépendant de la tension et de la puissance de la batterie. Ces premiers résultats ont par ailleurs fait l'objet d'un papier publié en conférence internationale [296] et la campagne de mesure est présentée en annexe H. Pour l'instant et dans l'état actuel des travaux présentés ici, nous ne sommes pas allés plus loin dans l'intégration de ce modèle de rendement. Cependant, l'idée est de coupler ce modèle avec un modèle de type IVQ ou ECM de batterie afin d'observer l'impact de la prise en compte du rendement variables du convertisseurs associé aux batteries dans les résultats des stratégies de gestion et de dimensionnement.

## 2.2 Les outils d'aide à la conception des micro-réseaux et les critères d'optimisation

Anoune et al. [297] propose dans une revue de la littérature une synthèse des *Sizing and Optimization Technique* dans le contexte des micro-réseaux. Les auteurs présentent ici les différents outils, et les différents critères optimisés par ces outils. Ces travaux, peuvent être complétés par les travaux d'état de l'art et de synthèse [298, 299, 300] et plus récemment de Cuesta et al. [301].

Les techniques d'optimisation utilisées vont dépendre des choix faits par l'utilisateur, multi ou mono objectif et déterministe ou stochastique, principalement. Selon s'il y a un ou plusieurs critères à optimiser et si les données d'entrée du problème sont connues (déterministe) ou avec des incertitudes (stochastique). En fonction de ces choix, la méthode d'optimisation sera une méthode dite exacte ou une méthode heuristique. La principale différence entre ces deux types de méthodes est qu'une méthode exacte va trouver la solution optimale locale si elle existe, mais va demander des efforts de calculs importants corrélés à la taille du problème envisagé. Une méthode heuristique convergera vers une solution plus rapidement, mais ne garantit pas que cette solution soit l'optimum global et non local. Ce type de méthode garantit la résolution du problème, mais n'assure pas de trouver la même solution pour le même problème à chaque fois. L'étude des différences, des avantages et des inconvénients entre les principales techniques permettant de résoudre des problèmes d'optimisation font l'objet de multiples comparaisons et synthèses dans la littérature du domaine des mathématiques appliqués et de l'optimisation, mais aujourd'hui nous retrouvons de plus en plus ces analyses dans le domaine des micro-réseaux comme par exemple avec les articles de revue de Fathima et al. [237] ou encore de Gamarra et al. [302].

**Les outils existants** Les outils de conception des micro-réseaux, utilisent et appliquent ces méthodes, en passant par la modélisation du micro-réseau afin d'en faire le dimensionnement et/ou la gestion. Ces outils sont notamment répertoriés de manière assez exhaustive par Anoune et al. [297]. La plupart des logiciels et outils d'aide à la conception des micro-réseaux fonctionnent



sur le même principe et peuvent être dédiés uniquement à l'optimisation du dimensionnement ou de la gestion ou alors aux deux aspects couplés pour la conception optimale. L'idée est de simuler le fonctionnement du micro-réseaux en modifiant les variables de décisions afin d'atteindre le dimensionnement optimal et/ou la gestion optimale et ce en utilisant des techniques d'optimisation (itératives ou imbriquées dans le cas de conception optimale). Ce qui diffère d'un logiciel à l'autre c'est :

- la modélisation du comportement des éléments du micro-réseau et du vieillissement de ces éléments, et notamment des SSE, en fonction du champs vers lequel est orienté le logiciel (plutôt génie électrique, plutôt énergétique, plutôt thermique, ...),
- les indicateurs ou objectifs de l'optimisation qui permettent de sélectionner la meilleure configuration pour le micro-réseau et/ou sa gestion optimale,
- la ou les méthode(s) de résolution du ou des problème(s) d'optimisation.

Outre ces trois aspects, la méthode générale est la même. Les entrées sont les données météo permettant d'estimer la production des EnR ou les données de production elles-mêmes. Les données de consommation permettant d'estimer le besoin ou les données elles-mêmes. Les caractéristiques électriques des équipements, les caractéristiques économiques, l'espace de recherche pour le dimensionnement, soit les limites minimales et maximales en termes de surface, d'énergie et de puissance et les données techniques du micro-réseau dépendent de l'application : connecté réseau, isolé, stratégies de gestion de la demande envisagées. Cette étape revient à définir les entrées du problème d'optimisation et à prendre les décisions qui rejoignent les notions définies dans le chapitre I lors de la description de l'étape d'initialisation dans la méthodologie de conception d'un micro-réseau.

La deuxième étape est la simulation et l'optimisation qui va être réalisée suivant l'espace de recherche défini. Les possibilités de dimensionnement sont simulées et les flux d'énergie et de puissance optimisés en fonction des contraintes de la stratégie. Si la solution est faisable, les critères de cette solution sont enregistrés jusqu'à converger vers la configuration optimale. Dans le domaine de la conception des micro-réseaux, ces critères sont appelés communément KPI pour *Key Performance Indicators*. Ce sont les objectifs ou les critères qu'il faut optimiser et sur lesquels se basent l'optimisation du dimensionnement et/ou de la gestion d'un micro-réseau.

Les outils les plus connus à l'heure actuelle et que nous pouvons retrouver dans de nombreuses publications sont GAMS, HOGA, HYBRID2 et HOMER ce dernier étant développé par le *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) américain. Un exemple détaillé de l'utilisation du logiciel est donné par Bahramara et al. [303]. Nous pouvons noter que ces logiciels d'aide à la conception vont différer dans les options autour de l'optimisation à proprement parler qu'ils proposent. Par exemple, HOMER offre dans le processus de conception une étape d'étude de sensibilité pour prendre en compte les incertitudes de la production et de la consommation et des coûts des éléments. Cette étude de sensibilité sur les solutions trouvées permet de regarder et d'évaluer parmi les solutions lesquelles sont les plus robustes sur la gestion des flux. Les paramètres sont modifiés en entrée de la simulation, c'est ce qui est appelé le scénario, qui est

relancée et le nouvel espace de solutions est généré. En général, les résultats sont présentés à l'utilisateur en fonction des KPI pour tous les scénarios, la solution qui optimise au mieux les KPI dans tous les scénarios peut être sélectionnée et considérée comme la solution optimale globale. Dans ce logiciel, la prise en compte du vieillissement des SSE est calculée grâce à la méthode du cumul des Ah, limité dans ce cas à la valeur moyenne des Ahc en ne considérant que les points aux DoD possibles définis pour l'étude et calculée grâce à la courbe  $Nc(DoD)$  donnée par les *datasheets* et ensuite transformée en fonction  $Ahc(DoD)$ .

**Les critères d'optimisation** Les principaux KPI répertoriés dans les revues sont différents selon les domaines étudiés. Nous pouvons les classer en quatre catégories, dans lesquelles nous donnons en exemple les KPI les plus connus :

- KPI économiques : le LCOE (*Levelized Cost of Energy*) et LCOS (*Levelized Cost of Storage*) représentent des critères de coût sur la durée de vie du SSE ou d'une autre source EnR. Ils dépendent du CAPEX (prix d'investissement) et de l'OPEX (prix de maintenance calculé sur la base de la durée de vie du système en année, en considérant le taux de rentabilité, et du coût d'achat). L'EROI (taux de retour sur l'investissement) peut être considéré si le micro-réseau est connecté au réseau et permet de revendre le surplus de production. Le coût d'achat de l'énergie provenant du réseau principal, engendré si le micro-réseau est en déficit, est aussi un type de KPI économique simple et largement utilisé, etc.
- KPI sociaux : Le LOEE (*Loss of Energy Expected*) correspond au calcul de l'énergie non fournie au consommateurs, etc.
- KPI environnementaux : LCA ou LCC (*Life Cycle Cost*) ou encore le PRG permettent de représenter le bilan carbone du micro-réseau. L'énergie grise utilisé notamment par Thiaux et al. [304] est également un KPI intéressant pour minimiser l'impact écologique d'un micro-réseau, la quantité d'énergie issue des EnR produite et utilisée équivalent au taux d'auto-production et au taux d'auto-consommation, etc.
- KPI de fiabilité : Ces critères quantifient également la qualité du micro-réseau. Nous pouvons retrouver le LPSP (*Loss of power supply probability*) correspondant au calcul de la quantité d'énergie mais non fournie et qui témoigne de la fiabilité du système à répondre à la demande (que nous pouvons retrouver sous d'autres noms en fonction de la méthode de calcul comme *Deficiency of power supply probability* ou *Loss of Load Probability*). Nous retrouvons aussi parfois les taux d'auto-consommation ou d'auto-production dans cette catégorie de critères, etc.

Amponsah et al. [305] soulignent le manque de méthodologie commune et de normalisation dans la littérature pour calculer ces critères. Ces auteurs prennent l'exemple du LCA, mais le point pourrait finalement s'appliquer à beaucoup de KPI. De même, ils montrent une importante variation dans les données utiles au calcul de certains de KPI d'un article à l'autre et surtout d'un constructeur à l'autre. Pour ces deux raisons le calcul d'un KPI est difficilement applicable

et reproductible d'une application à l'autre. Le travail de Cuesta et al. [301] met en avant, suite à l'état de l'art exhaustif des différents KPI ainsi que des outils pour la conception optimale ou uniquement d'optimisation du dimensionnement ou de la gestion, d'un besoin de critères sociaux très peu représentés dans les travaux existants. Ce manque s'explique par la difficulté, lors de la phase de conception, d'évaluer et de quantifier ce genre de critères qui sont liés principalement à l'acceptabilité sociale et donc majoritairement à l'utilisation du micro-réseau.

En conclusion de cette sous section, nous pouvons donner les points suivants, ayant orienté notre travail sur le dimensionnement et plus largement celui de la thèse :

- La grande majorité des critères sont calculés sur la base des échanges d'énergie simulés dans le micro-réseau, les résultats dépendent donc des modèles utilisés et notamment du modèle de SSE, d'où l'importance de modéliser de manière précise celui-ci, même lors de l'étape de conception.
- Les paramètres de ces fonctions critères ne sont pas toujours facile à déterminer et varient beaucoup d'un papier à l'autre.
- Ces critères prennent généralement en compte la durée de vie des SSE, pour ce faire ils se basent pour la plupart sur des données globales de durée de vie issues des *datasheets* ou de la littérature ou, sur des modèles de type *datasheets* calculés sur la base des échanges en énergie du micro-réseau.

Ces critères dépendent donc de la taille du SSE ou de la quantité d'énergie échangée avec le SSE, et vont donc varier à la fois en fonction du dimensionnement et de la gestion.

La problématique de la conception optimale d'un micro-réseau regroupe l'ensemble de des questions soulevées autour de la co-optimisation du dimensionnement intimement liée à la gestion "off-line" jusqu'à "on-line" et des critères à définir. Cependant à ce jour, en raison de la complexité de ce problème, la communauté accomplit souvent chacune des tâches séparément. En effet, cette problématique de la dépendance entre gestion et dimensionnement dans la conception des micro-réseaux se retrouve de façon récurrente dans la littérature mais nous pouvons signaler que finalement peu d'articles traitent simultanément les deux problèmes. La majorité des documents propose une approche de gestion sur un dimensionnement fixe ou une méthode de dimensionnement optimal avec une stratégie de gestion donnée. Cela s'explique en partie par les raisons que nous venons d'évoquer sur la phase de conception, avec la dépendance des deux actions l'une par rapport à l'autre, sachant que la gestion à un caractère dynamique et que le dimensionnement à un caractère statique.

### **3 Impacts du modèle de batterie sur les résultats de dimensionnement**

Ces problématiques de conception, que nous ne traiterons pas directement dans cette thèse mais que nous abordons par le prisme des SSE, nous obligent à penser la modélisation des

SSE à la fois pour les algorithmes de gestion *off-line* ou EMS et pour le dimensionnement conjointement. La question que nous pouvons nous poser alors est comment utiliser des modèles "simple" et surtout généraux, qui vont nous permettre de modéliser différents SSE, afin de faire le choix le plus pertinent vis à vis de l'application envisagée.

Cette partie propose une méthode de "pré-dimensionnement", concept qui est finalement assez courant dans la communauté des micro-réseaux et qui va permettre de fixer un point de départ à tout dimensionnement. La méthode que nous proposons présente cependant l'avantage d'être la plus généraliste possible. À partir de cette quantité d'énergie, de cette configuration, il sera possible d'optimiser et d'améliorer la configuration en appliquant une stratégie de gestion optimale.

Nous commençons cette section par un bilan des points clés lors du dimensionnement d'un micro-réseau, puis nous expliquons et développons notre méthode. Enfin, nous discutons surtout des continuités à ce travail qui font l'objet de recherche actuellement en cours, par rapport aux résultats déjà obtenus et publiés.

### 3.1 Difficultés liées au dimensionnement dans les micro-réseaux

Dimensionner un micro-réseau correspond généralement à optimiser la taille des SSE et des sources distribuées décentralisées en son sein.

Généralement le point de départ dans le dimensionnement est la consommation en termes d'énergie et de puissance nécessaire pour alimenter une charge. Ainsi, une méthode de dimensionnement cherche à répondre à la question "combien d'énergie et de puissance dois-je installer, en termes de sources et de SSE, pour répondre à ce besoin ?".

Pour les études de dimensionnement et d'optimisation du dimensionnement des micro-réseaux, les variables d'entrée utilisées habituellement sont pour les sources : des données météo permettant de dimensionner les EnR à partir de méthodes de prédiction et de prévision, les données de consommation de stock de matière première pour les sources conventionnelles ou des données réelles de production. Pour la consommation soit des données de consommation réelles ou estimées à partir des documents techniques des charges qui vont être installée dans le micro-réseau.

Les variables de décisions sont :

- Pour les SSE : l'énergie à installer, en terme de Wh ou de capacité cependant la considération de la capacité oblige à réfléchir au niveau de la tension à prévoir, alors qu'une considération en énergie, permet de calculer le dimensionnement "libre" puis ensuite de penser la mise en oeuvre, ou comme nous l'avons défini au chapitre I à la réalisation.
- Pour les sources : la puissance crête ou nominale à installer dans le cas du PV, le stock de matière première dans le cas de sources conventionnelles, ou la puissance nominale à installer

**Co-dimensionnement** Il nous semble cohérent de considérer le co-dimensionnement des sources et des SSE simultanément, car les sources vont permettre de charger les SSE, leur dimensionnement est donc liée puisque un SSE trop "grand" et qui par conséquent ne sera jamais chargé complètement aura des répercussions sur le coût du micro-réseau et un impact sur sa durée de vie puisqu'il sera soumis à des fonctionnements de type cycle incomplet. Cela peut être intéressant pour limiter les décharges profondes ou assurer un fonctionnement à pSoC, ce qui peut être intéressant dans le cas des batteries Li et aura un impact positif sur la durée de vie. En revanche, sur les batteries PbA ce type de fonctionnement amène une réflexion plus complexe car il est à la fois intéressant de limiter les opérations de charges complètes pour éviter d'engendrer des mécanismes de corrosion mais, il faut toutefois assurer un certain nombre de recharges complètes pour éviter les mécanismes de sulfatation dure ou de stratification. Un compromis est donc à trouver pour ne pas augmenter le coût global du système tout en assurant l'optimisation du fonctionnement afin d'augmenter la durée de vie des SSE. De même, les installations PV sont souvent sur-dimensionnées pour s'assurer d'avoir tout le temps suffisamment d'énergie disponible. Ce sur-dimensionnement ne semble pourtant pas optimal puisque cela va générer des coûts supplémentaires ainsi que des frais de maintenance. De plus, l'association sources/SSE est liée à la façon dont chaque unité va être utilisée et donc, en particulier, à la gestion globale du micro-réseau dans lequel les SSE et les sources seront installés.

**Initialisation** Pour fixer un point de départ, un dimensionnement initial, avant de rentrer dans une phase d'optimisation, plusieurs choix sont possibles.

La réponse la plus évidente est de calculer l'énergie requise sur la base de la consommation et de l'autonomie désirées. En effet, il est souvent admis qu'on peut dimensionner les SSE, dans un premier temps, par rapport à l'énergie demandée journalière ou bien l'énergie moyenne consommée sur une journée. Ensuite, nous pouvons multiplier cette quantité d'énergie par le nombre de jours d'autonomie souhaités considérant le micro-réseau dans une stratégie autonome. Puis, en envisageant plusieurs scénarios en fonction de la stratégie de gestion, il sera possible de redéfinir plus "finement" un dimensionnement dans le cadre d'une co-optimisation dimensionnement/gestion, en considérant par exemple les échanges avec le réseaux ou des stratégies de gestion de la demande.

Cependant, ce type de méthode ne prend pas en compte la gestion des SSE, certes, mais n'intègre pas non plus les quantités d'énergie disponibles qui vont permettre de recharger les SSE.

L'autre possibilité consiste à simuler le micro-réseau en itérant plusieurs configurations de sources/SSE de tailles différentes associés ensemble pour répondre à la demande, puis voir sur ces différentes configurations, laquelle semble optimale. L'inconvénient de cette approche est que nous ne savons pas vraiment avec quelle configuration "type" il faut commencer les études. D'autre part, simuler le micro-réseau demande de le modéliser et donc de faire un choix de technologie dès le début du dimensionnement, sans avoir le choix entre différentes technologies.

Par contre, plus le nombre de configurations testées est grand, plus il y a de chances d'obtenir

un dimensionnement optimal mais plus la simulation et la résolution de l'algorithme prendront de temps lors de la phase de conception. Ce point est notamment une des raisons pour lesquels il est nécessaire d'avoir des modèles des éléments du micro-réseau peu complexes à ce stade, si cette approche est envisagée.

### 3.2 Proposition d'un algorithme de pré-dimensionnement et de dimensionnement

Les diverses étapes d'un l'algorithme de dimensionnement permettant d'effectuer le dimensionnement du couple source/SSE dans un micro-réseaux sont :

- Cibler l'objectif de la simulation, choisir les donnée d'entrée et l'horizon de temps des profils d'entrée qui vont indirectement déterminer le dimensionnement.
- Choisir les modèles de SSE et de convertisseur qui sont bien adaptés pour le dimensionnement et anticiper en choisissant des modèles permettant de faire de la co-optimisation dimensionnement/gestion de l'énergie pour développer des simulations plus complètes permettant de réduire la taille du SSE si besoin en fonction de la stratégie de gestion .
- Utiliser un algorithme basé sur les profils de consommation/production "réalistes".
- Déterminer la méthode d'optimisation et les critères pour effectuer les choix de configuration.

Nous proposons dans cette sous section, une méthode de dimensionnement basée sur une phase que nous appellerons "pré-dimensionnement" et qui va permettre de fixer la quantité de PV et de SSE nécessaires en termes de puissance crête et d'énergie disponible respectivement, sans prendre en compte la gestion de l'énergie avec le réseau ni les technologies envisagées de SSE. Nous dimensionnons alors la configuration minimale PV/SSE que le micro-réseau doit avoir pour être autonome. Cette configuration pourra ensuite être modifiée en intégrant une stratégie de gestion. L'intérêt de la démarche que nous proposons est que "la dimension" en énergie du SSE permet de rester généraliste sur le type de technologie qui pourrait ensuite être installée réellement dans le micro-réseau, puisque cette phase de pré-dimensionnement ne se base sur aucun modèle de SSE.

Dans la suite de cette partie sur le diimensionnement, les variables notées en exposant "sse" sont des variables modélisées grâce au modèle de SSE choisi et associé à un modèle de rendement.

La figure IV.2 représente la synthèse de l'algorithme que nous avons développé pour dimensionner un micro-réseau, en utilisant une phase de pré-dimensionnement déterminant une première quantité d'énergie  $\Delta E_i^{sse}$  en Wh du SSE et de la plateforme PV, en Wc. Cette phase est suivie d'une phase de validation utilisant un modèle de SSE, qui va faire varier la configuration en fonction de la technologie et de la précision choisies. La méthode proposée est basée sur des données de consommation et de production réelles du bâtiment Adream et propose en sortie de l'algorithme une taille de SSE exprimée en énergie et une taille de PV en kWc.

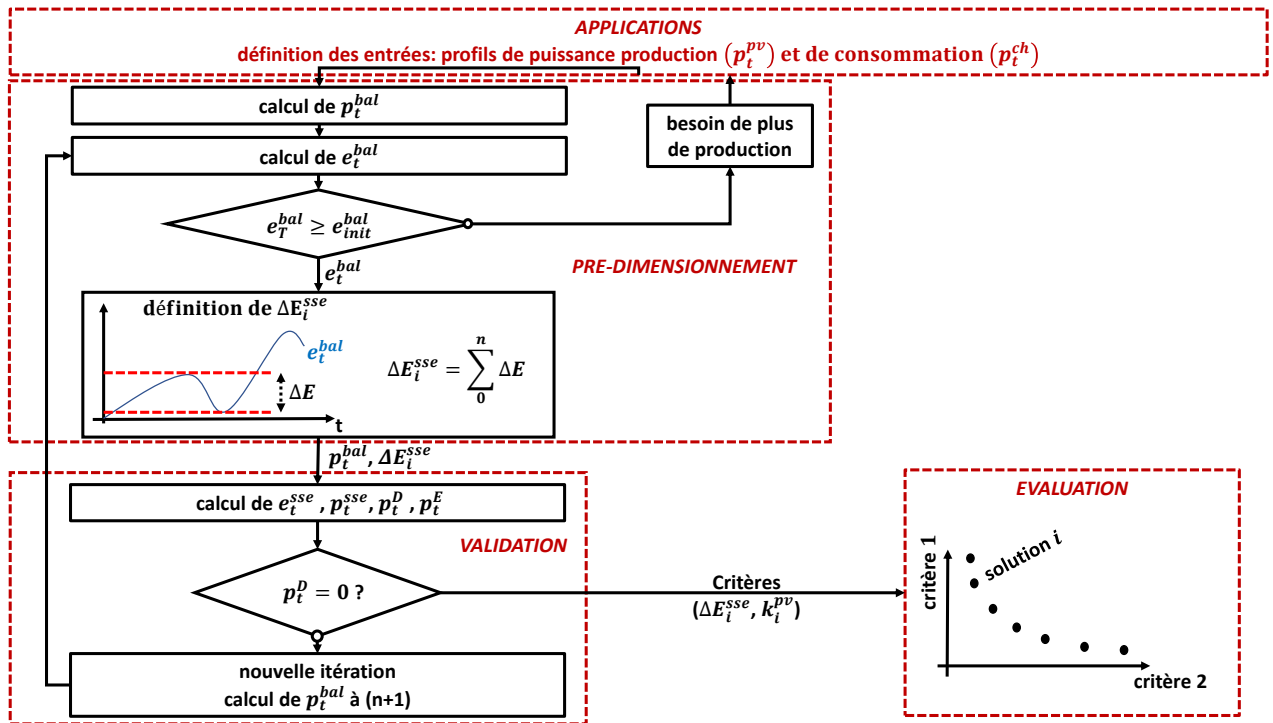


FIGURE IV.2 – Organigramme de l'algorithme de dimensionnement complet

Ce pré-dimensionnement est alors validé en simulation en utilisant pour l'instant des modèles de type modèle PE basés sur les *datasheets*. En théorie, cette méthode de pré-dimensionnement donne la taille initiale que le SSE qui doit avoir, soit une certaine quantité de Wh répondant au cahier des charges. Il est ensuite possible de réduire cette taille en intégrant une stratégie avec accès au réseau principal ou en ajoutant d'autres sources. La quantité d'énergie définie pourrait également être répartie entre plusieurs types de SSE, comme par exemple un SSE hybride. Dans le cas d'un système autonome, cette quantité serait la configuration minimale PV/SSE qu'il faudrait pour assurer l'autonomie du système.

L'objectif de l'algorithme proposé est de donner une configuration  $i$  correspondant à un couple  $(k_i^{pv}; \Delta E_i^{sse})$ . Avec  $k_i^{pv}$  le coefficient par lequel nous multiplions l'unité de puissance PV (correspondant à 1kWc).  $k_i^{pv}$  est donc le coefficient proportionnel à une certaine quantité de kWc installés. Le paramètre  $\Delta E_i^{sse}$  représente l'énergie minimale que le SSE doit être capable d'absorber/restituer afin d'assurer l'autonomie du micro réseau. Le dimensionnement est alors calculé sur un certain horizon de temps  $T$  d'utilisation. Cette valeur correspond à la décroissance maximale mesurée sur le profil  $e_t^{bal}$  entre  $t_{init}$  et  $T$

À chaque itération, nous incrémentons  $k_i^{pv}$  pour recalculer  $\Delta E_i^{sse}$ , afin de comparer ensuite toutes les configurations  $i$  assurant l'autonomie du micro-réseau. Ces configurations sont ensuite validées par la simulation du micro-réseau (bloc "validation" de la figure IV.2) puis stockées successivement et enfin évaluées entre elles dans le bloc "évaluation" (figure IV.2).

Pour chaque configuration  $i$  correspondant à une installation PV proportionnelle à  $k_i^{pv}$  kWc, l'algorithme calcule la puissance  $p_t^{bal}$ , puis l'énergie  $e_t^{bal}$  avec l'énergie initiale,  $e_{init}^{bal}$  à  $t_{init}$ , nulle. Les étapes suivantes réalisées par l'algorithme de dimensionnement sont :

1. Vérification qu'au bout du temps  $T$ ,  $e_T^{bal}$  est supérieur à  $e_{init}^{bal}$ . Si oui, les calculs continuent. Sinon, l'algorithme revient au début et va augmenter (incrémenter) la production, ce qui revient dans notre cas à augmenter la valeur de  $k_i^{pv}$ .
2. Mesure de la plus grande décroissante du profil  $e_t^{bal}$  égale à  $\Delta E$ . La figure IV.3 permet d'illustrer le calcul de ce que nous appelons la plus grande décroissance sur le profil  $e_t^{bal}$ ,  $\Delta E_i^{sse}$ . Sur cette figure, nous pouvons voir le profil  $e_t^{bal}$  (en bleu) et le profil  $e_t^{sse}$  (en rose). L'énergie  $e_t^{sse}$  correspond à l'énergie qui transite dans le SSE et qui est donc limitée à la "taille"  $\Delta E_i^{sse}$ . Nous l'avons tracée sur cette figure de manière "décalée" pour qu'elle soit dans les bornes de la décroissance maximale de  $e_t^{bal}$  qui nous permettent de déterminer  $\Delta E_i^{sse}$  (traits rouges en pointillés). L'algorithme balaye la courbe  $e_t^{bal}$  sur l'horizon  $T$  et sauvegarde dans la variable  $\Delta E$  l'amplitude de la décroissance maximale de ce profil  $e_t^{bal}$  sur l'horizon  $T$ .
3. Vérification que si  $\Delta E_i^{sse}$  est égal à  $\Delta E$  en simulation avec le modèle choisi, il n'y a pas de déficit, soit que  $p_t^D$  (la puissance en déficit) est nulle quelque soit  $t$ . Si oui, alors  $\Delta E_i^{sse}$  est fixé à la valeur de  $\Delta E$ . Sinon, un nouveau  $p_t^{bal}$  est calculé, et les calculs de  $e_t^{bal}$  puis de  $\Delta E$  sont réitérés. Ce scénario peut avoir lieu, par exemple, lorsque la puissance de charge est limitée par le modèle impliquant du manque d'énergie dans le SSE lors d'une décharge. Cependant, dans les cas d'application plutôt de type "énergie" comme le sont les bâtiments, il n'y a quasiment jamais besoin de réitérer le processus. Si c'est le cas, alors  $\Delta E_i^{sse}$  est la somme des  $\Delta E$  calculés à chaque itération, notée  $n$ , sur la figure IV.2.
4. Enfin, la configuration  $i$  est sauvegardée afin d'être comparée aux autres configurations possibles en fonction des critères déterminés par l'utilisateur.

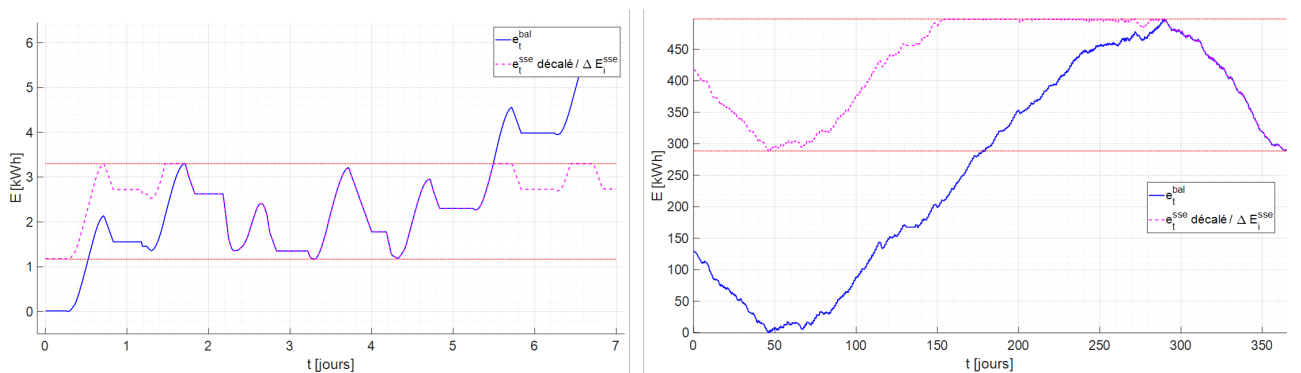


FIGURE IV.3 – Exemples de définition de  $\Delta E_i^{sse}$  par rapport à  $e_t^{bal}$

Sur la figure IV.3 nous pouvons voir la détermination de  $\Delta E_i^{sse}$  pour deux horizons de temps



$T$  différents. La sous figure IV.3 de gauche présente un exemple de  $\Delta E_i^{sse}$  déterminé sur une semaine et la sous figure IV.3 de droite présente un exemple de  $\Delta E_i^{sse}$  calculé sur une année. Pour un an, la majorité de la production PV entre les deux périodes hivernales ne sera pas utilisée pour charger le SSE et la décroissance sera beaucoup plus importante que pour une semaine, d'où l'intérêt de bien choisir le point de départ et l'horizon de temps du dimensionnement.

**Évaluation** Pour choisir la configuration optimale, nous traçons le front de Pareto correspondant à toutes les configurations issues du bloc "validation" de l'algorithme de dimensionnement et en fonction des critères choisis. Le plus simple est de tracer ces configurations en fonction de  $k_i^{pv}$  et de  $\Delta E_i^{sse}$  qui seraient ensuite utilisés pour le calcul de n'importe quels KPI. Nous utilisons ces deux critères en données directes. La solution optimale est définie comme la solution ayant la plus petite distance euclidienne avec la configuration utopique, soit la solution ayant pour coordonnées le minimum de  $k_i^{pv}$  et le minimum de  $\Delta E_i^{sse}$ .

Nous aurions pu calculer d'autres KPI, ou encore normaliser la taille du SSE par rapport à la quantité de PV. En effectuant ces calculs, nous pondérons les critères afin qu'ils soient de même poids face à la décision de la configuration optimale, le choix de la configuration tel que nous le calculons en sera donc modifié. De même, si nous normalisons chaque critère par rapport à son maximum et ensuite nous associons un coefficient plus ou moins grand à chaque critère, nous pouvons faire varier le choix de la configuration considérée comme optimale et donc les résultats de dimensionnement obtenus. En effet, ce choix se basant sur la distance euclidienne, suivant la pondération faite sur les critères permettant de tracer le front de pareto, la configuration choisie ne sera pas la même. Nous avons testé plusieurs pondérations amenant à différentes configurations optimales mais, en utilisant les données "brutes", la taille du SSE  $\Delta E_i^{sse}$  exprimée en kWh étant supérieure intrinsèquement à la valeur de  $k_i^{pv}$  exprimée en kWc, sans normalisation ni traitement de  $\Delta E_i^{sse}$  et  $k_i^{pv}$ , le choix de la configuration optimale se pondèrent naturellement privilégiant une configuration avec un SSE sous-dimensionné par rapport à l'installation PV. Une étude de sensibilité a été développée en fonction de la normalisation des valeurs de  $\Delta E_i^{sse}$  et de  $k_i^{pv}$  dans un article de revue que nous avons publié et portant sur la méthode de dimensionnement proposée [306].

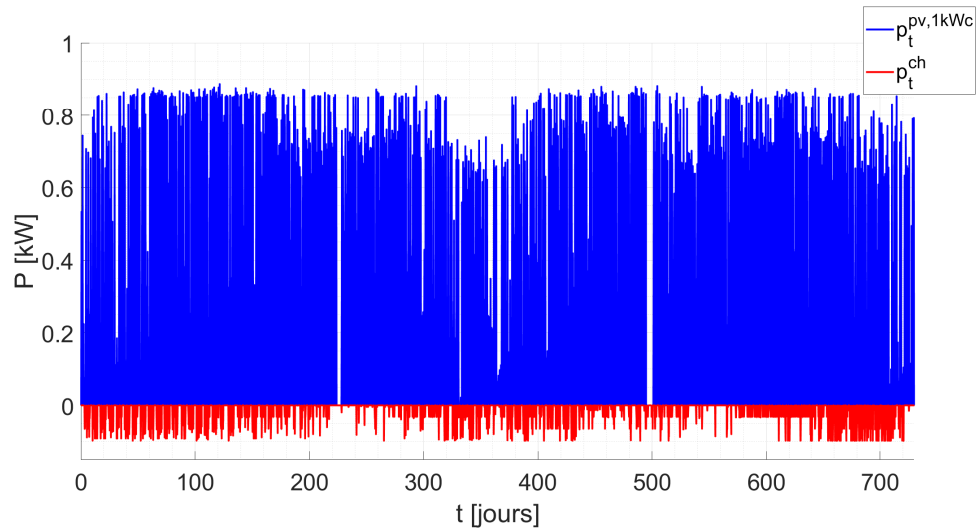
### 3.3 Application de la méthode de dimensionnement, résultats et discussion

**Paramètres d'entrée du dimensionnement** Les profils d'entrée utilisés dans nos travaux de dimensionnement, et correspondant aux échelles de puissance du banc "mini-OPA" sont :

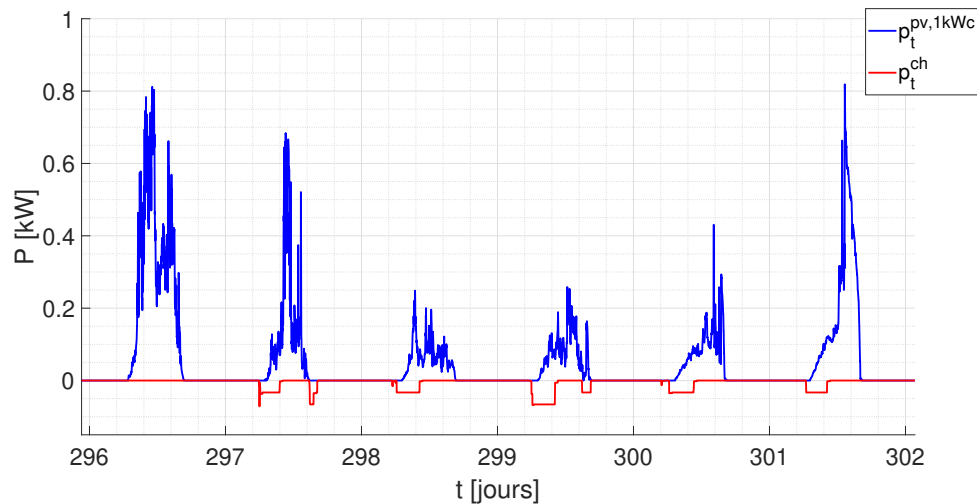
- L'unité de base de production correspond au profil  $p_t^{pv}$  sur deux ans (2016, 2017) à  $\Delta t_{BD}$  pour 1kWc, correspond aux données de mesures de 4 panneaux en série situés sur la terrasse du bâtiment Adream.
- Le profil de consommation est  $p_t^{ch}$  sur deux ans (2016, 2017), à  $\Delta t_{BD}$ , et correspond à la consommation de l'éclairage de la moitié d'un bureau de type *open-space* du deuxième

étage du bâtiment Adream. Nous avons travaillé sur une partie de cette pièce afin d'être à une échelle cohérente par rapport aux ordres de grandeurs du banc de test "mini-OPA".

Les figures IV.4 et IV.5 montrent ces données, sur un horizon respectivement de deux ans puis sur une semaine en hiver.



**FIGURE IV.4** – Profils d'entrée de la puissance produite et consommée de l'algorithme de dimensionnement



**FIGURE IV.5** – Zoom sur une semaine des profils d'entrée de l'algorithme de dimensionnement

La figure IV.4 montre bien le décalage entre l'été et l'hiver sur la production et le consomma-

tion. L'intérêt de notre algorithme est qu'en fonction des profils d'entrée PV et de consommation, nous pourrions déterminer le dimensionnement pour différents horizon de temps, par exemple par saison au lieu de pour plusieurs années et pour différents point de départ de l'algorithme et ainsi modifier le dimensionnement en ajustant la période considérée. Cela permettrait de voir l'écart des besoins en puissance et en énergie du micro-réseau sur plusieurs saisons et d'évaluer le ratio par rapport à une année complète.

Nous pouvons déjà supposer qu'en travaillant sur deux ans comme nous le faisons pour l'instant, nous prenons en compte la taille dans le pire cas du ratio production faible/besoin fort pour le dimensionnement des sources et du SSE. En effet, lorsqu'il n'y qu'un seul SSE, ce dernier doit assurer dans un micro-réseau autonome à la fois les décalages de production saisonniers et journaliers. En effet, les profils de puissance présentés figure IV.4 et le profil d'énergie présenté figure IV.3 mettent en évidence que pour assurer les besoins d'énergie en hiver, il faudra probablement utiliser le surplus de l'automne. Ce travail sur le décalage saisonnier bien qu'intéressant et commencé, n'a pas pu être terminé à ce jour par manque de temps mais pose une interrogation fondamentale sur la qualité des SSE électrochimiques et leurs compétences pour ce type de déphasage temporel.

Si nous poursuivons notre étude de dimensionnement, les paramètres de la phase de pré-dimensionnement sont :

- Le coefficient de dimensionnement du PV  $k_i^{PV}$  varie entre [0;4], avec un pas de 0.05 équivalent à une variation de 50 Wc jusqu'à 4kWc. Nous nous sommes assurés que pour la valeur maximale de  $k_i^{PV}$  le calcul de  $\Delta E_i^{SSE}$  est inchangé par rapport aux configurations précédentes, qu'il s'est stabilisé.
- Les paramètres du SSE correspondent aux données des *datasheets* de batteries Yuasa NP12-6, soit de la même série que le VRLAB NP1.2-6 mais d'une capacité nominale dix fois supérieure, égale à 12Ah à C20 [307]. Comme nous avons réalisé des tests préliminaires sur ces batteries, nous fixons le rendement énergétique du pack  $\eta_E$  au rendement énergétique mesuré à courant nominal (0.05C) sous 25°C lorsque nous les avons caractérisées pour des cycles complets. Sur les trois VRLAB testées le rendement énergétique varie entre 90%, 81% et 78%<sup>1</sup>, la valeur théorique souvent retrouvée dans la littérature est de l'ordre de 80% à 85%. Nous prendrons 83%, la moyenne de ces cinq valeurs.
- Les taux de courant maximums en charge et en décharge sont ceux préconisés dans la *datasheet* [215] des batteries Yuasa. Nous limitons la puissance injectée et fournie dans/depuis les batteries en fonction des données des fabricants à partir de la documentation des VRLAB Yuasa 12Ah-6V de la série NP [307] et imposons la capacité  $C_n$  d'une batterie à 12Ah. Les batteries seront ensuite connectées en parallèles et/ou en

1. La dispersion entre ces trois batteries reste encore aujourd'hui difficilement explicable, puisque les batteries viennent du même lot de fabrication et ont été testées ensemble, en même temps et dans les mêmes conditions. Il semblerait cependant que pour les VRLAB, plus la capacité est importante plus la dispersion peut être importante d'une batterie à l'autre.

séries, suivant les niveaux de tension de "mini-OPA", pour former un pack d'une quantité d'énergie égale à  $\Delta E_i^{sse}$ , définie par l'algorithme de dimensionnement, et compatible avec le micro-réseau expérimental.

- Le modèle de rendement du convertisseur est constant et égale au rendement moyen du de l'ISBC réel. Nous avons choisi de prendre le rendement moyen du convertisseur que nous avons développé, puisque nous connaissons ces performances car nous les avons étudiées (cf. annexe H). Les mesures nous ont permis de fixer un rendement moyen de  $\eta_{CVS}$  et égal à 96%. La même approche serait réalisable avec d'autre type de convertisseurs, en se basant sur les documents techniques ou des données de la littérature.

Les paramètres sont résumés dans le tableau IV.1.

$k_i^{pv}$	$i \in [0, 4]$
$Crate_{max}^c$	0.25C
$Crate_{max}^d$	3C
$\eta_E$	0.83
$\eta_{CVS}$	0.96

TABLE IV.1 – Paramètres de l'algorithme de dimensionnement

**Résultats de la méthode proposée** Le front de pareto présenté figure IV.6 présente les résultats de dimensionnement, utilisant les configurations du pré-dimensionnement validées en simulation dans le bloc "validation" en utilisant le modèle PE.

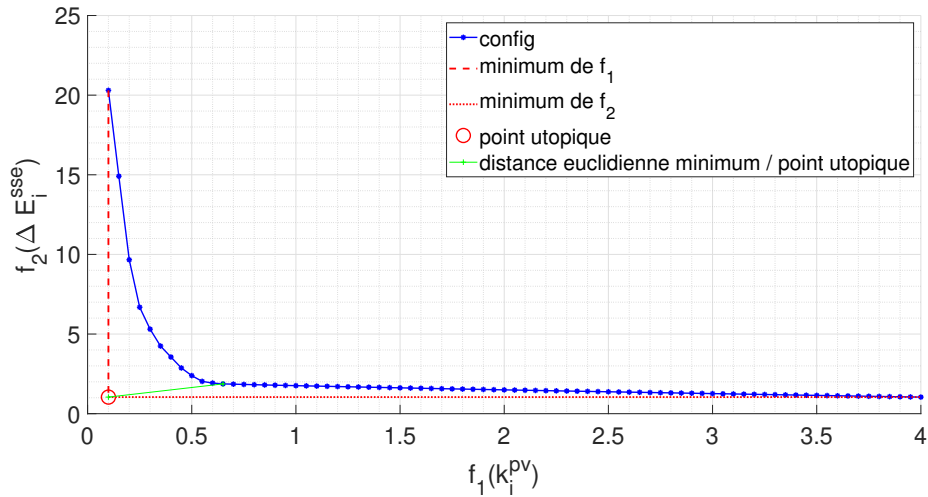


FIGURE IV.6 – Front de pareto des configurations calculées par les méthodes de pré-dimensionnement proposées

Chaque configuration, représentée par un point bleu, est tracée en fonction des critères  $k_i^{pv}$  et  $\Delta E_i^{sse}$ , dans le bloc "évaluation", et elles sont reliées par un front de Pareto. Comme expliqué précédemment, le choix de la configuration optimale peut se faire avec la méthode de la distance euclidienne [308], et qui consiste à choisir la configuration ayant la distance euclidienne la plus faible avec le point dit "utopique" ou "idéal" (en rouge figure IV.6) ayant pour coordonnées le minimum des deux critères. Cette distance minimale est représentée par le trait vert sur la figure IV.6. La configuration qui en résulte, si nous regardons la figure IV.6, correspond à la configuration  $i$  égal à 14 et dont les résultats sont présentés en table IV.2.

$i$	14
$k_{pv_i}$	0.65 kWc
$\Delta E_i^{sse}$	1.87 kWh

TABLE IV.2 – Résultats de dimensionnement pour la configuration optimale

Les résultats de simulation avec le modèle PE appliqué à un SSE constitué de plusieurs VRLAB Yuasa NP12Ah-6 et correspondant à ce dimensionnement, soit à la configuration sélectionnée et considérée donc comme optimale, sont représentés sur les figures IV.7 et IV.8.

La figure IV.7 présente les résultats sur l'horizon de la simulation, soit sur un horizon de deux ans, puis la figure IV.8 montre un "zoom" sur une semaine.

Nous rappelons que  $SoE_t$ , que nous pouvons observer en bleu (axe de droite), et  $p_t^{sse}$  en vert (axe de gauche), sont modélisés à partir du modèle PE à rendement constant et considérant également le rendement du convertisseur constant. Nous utilisons donc la même méthodologie de modélisation des batteries que celle proposée en chapitre III.

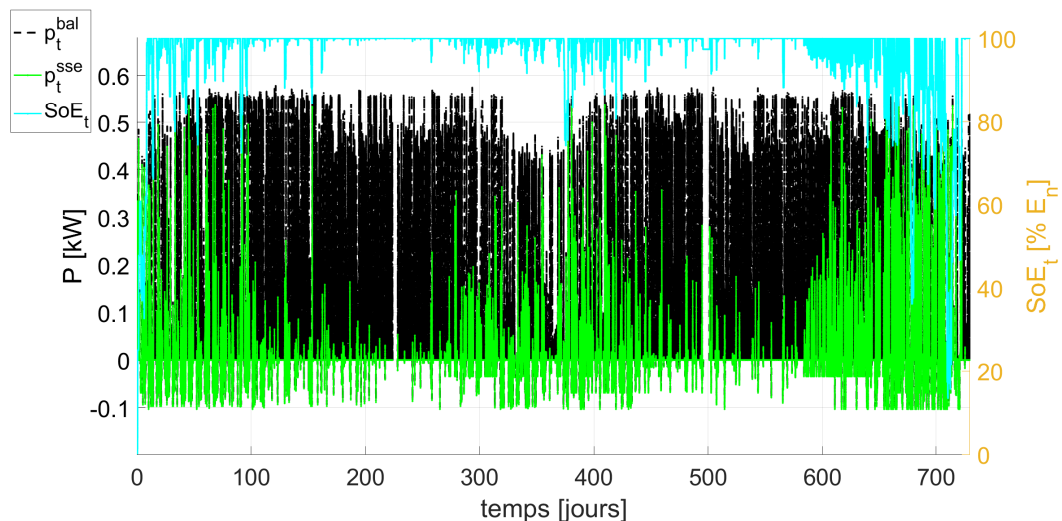
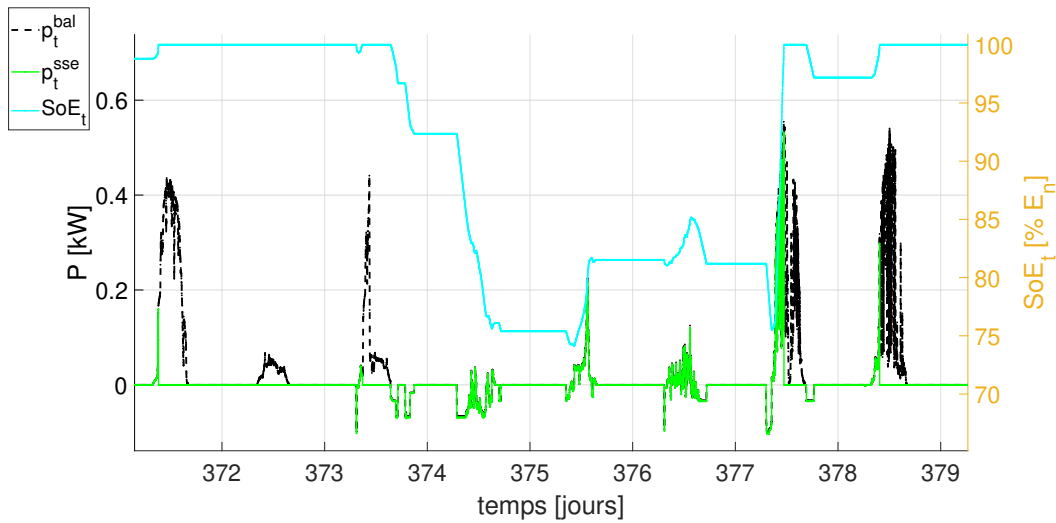


FIGURE IV.7 – Résultats de simulation de l'évolution de la puissance  $p_t^{sse}$  dans le cas de configuration optimale



**FIGURE IV.8** – Zoom sur quelques jours de la puissance de la batterie et évolution de son SoE en fonction du temps

Nous pouvons observer que sans stratégie et donc en dimensionnant le SSE pour assurer l'autonomie dans le cas d'application comme la notre, le SSE fonctionne quasiment tout le temps à plus de 60% de SoE. Le SSE est principalement utilisé en hiver comme nous pouvons le voir figure IV.7.

Une analyse plus poussée du profil de SoE et de la puissance  $p_t^{sse}$  en utilisant la méthode de dimensionnement proposée a été réalisée afin d'observer la variation des critères traduisant d'usages impactant les VRLAB (et les batteries en général), émis dans le chapitre III, et qui sont, nous le rappelons :

- Le nombre et la répartition des cycles autour de pSoC avec l'amplitude du cycle,
- Le temps et la quantité d'Ah échange entre deux charges complètes
- Le temps en charge complète
- Les niveaux de C-rate
- Les décharges profondes

Ces travaux qui ont fait l'objet de deux publications, dont une en revue [309, 306] mais qui ne seront pas détaillé dans ce manuscrit, nous ont permis de montrer que l'utilisation du modèle PE limite fortement l'analyse de ces critères dans le cadre d'une étude des sollicitations sur les batteries. Cependant, cette technique de dimensionnement, relevant des *datasheets* et du modèle PE dit "simple", nous a permis de générer des profils. À partir de ces profils, nous avons pu réaliser une première analyse sur l'évolution de la puissance dans le cas d'un scénario correspondant au dimensionnement d'un SSE pour une application de BiPV autonome.

Concernant l'algorithme de dimensionnement avec pré-dimensionnement, l'approche que nous proposons est intéressante, bien que paraissant complexe au premier abord, car elle

est suffisamment généraliste pour être adaptée ensuite à différents types de micro-réseaux, différentes stratégies de gestion et une multitude de types de SSE. De plus, elle prend en compte la charge de la batterie en s'assurant qu'il y aura suffisamment de puissance disponible pour recharger le SSE, contrairement au dimensionnement classique qui base le calcul de la dimension du SSE en énergie sur l'énergie nécessaire en décharge. De plus, les profils générés avec le pré-dimensionnement, et sans avoir à modéliser le SSE, peuvent ensuite servir pour être implanté dans le banc "mini-OPA" sans avoir à développer de modèle spécifique.

Nous pouvons ainsi mettre les avantages à notre approche, que nous avons déjà abordés mais que nous n'avons pas encore tous exploités :

- Adapter les résultats de dimensionnement en pondérant et/ou normalisant les critères,
- Effectuer un pré-dimensionnement en énergie sans avoir besoin d'un modèle de SSE tributaire de la technologie choisie puisque le modèle n'est intégré au dimensionnement qu'au niveau du bloc de validation de la configuration.
- La démarche est applicable sur différents horizons de temps (profil journalier pour tester les modèles sur le banc "mini-OPA", saisonniers, annuel, etc.)

L'objectif de poursuite de ces travaux, que nous sommes en train de mener, est d'évaluer la sensibilité des résultats de dimensionnement en fonction du modèle de SSE utilisé pour le bloc "validation", avec le même pré-dimensionnement, mais en utilisant les modèles élaboré au chapitre III. Ce travail a nécessité de réaliser de nouveaux tests de caractérisation sur les batteries VRLAB NP12-6 Yuasa, pour ensuite avoir des modèles correspondants à des éléments suffisamment grand (en termes de capacité) pour réellement constituer un SSE de la taille  $\Delta E_i^{sse}$  avec plusieurs batteries associées.

En lien direct avec ce point, un autre volet de ces travaux que nous sommes en train de mener est la réalisation du pack de batteries aux dimensions données par la configuration optimale  $i$  égal à 14, issu du choix sur le front de pareto figure IV.6 avec le modèle PE, et présentée au tableau IV.2. Une fois le pack réalisé à partir de l'association de plusieurs batteries, nous souhaitons le tester sur le banc "mini-OPA" et ainsi nous pourrions poursuivre l'analyse de l'impact du modèle sur la validité de la configuration choisie par l'algorithme de dimensionnement en fonctionnement réel. Nous utiliserons les mêmes profils que ceux utilisés pour valider les modèles au chapitre III. Nous pouvons également envisager des tests plus long, avec une suite de données sur plusieurs jours correspond par exemple aux profils d'entrée de l'algorithme de dimensionnement que nous venons d'expliquer.

#### **4 Impacts du modèle de batterie sur la validité de la stratégie de gestion**

Le deuxième objectif de ce chapitre consiste en l'analyse de la précision du modèle par rapport à la réalité lorsque ces modèles sont utilisés dans des stratégies de gestion *off-line*, ou bien pour la gestion de l'énergie *off-line* à court ou moyen termes pour l'EMS. Avec cet

objectif, nous avons cherché à comparer les résultats théoriques avec les résultats réels sur le banc "mini-OPA" de deux stratégies de gestion, qui pourraient être implémentées dans l'EMS pour la stratégie de gestion *off-line* à court ou moyen termes et qui devraient alors aussi être intégrées à la gestion *off-line* couplée au dimensionnement.

Cette section porte sur l'implantation de ces deux stratégies de gestion, basées sur les travaux antérieurs de l'équipe ROC et de l'équipe SARA. Nous avons ensuite utilisé les résultats issus de ces algorithmes pour tester la validité des modèles de SSE utilisés dans ces travaux et analysé leur précision par rapport au fonctionnement réel des SSE sur le banc expérimental "mini-OPA". Ce travail n'est pas encore terminé, nous n'avons pu comparer qu'une des deux stratégies avec les résultats expérimentaux. Pour la deuxième stratégie développée, nous présentons seulement les résultats théoriques, de simulation, et expliquons les travaux en cours et les perspectives poursuivies.

#### 4.1 Méthodes de résolution et problème d'optimisation

Le problème d'optimisation envisagé dans cette partie s'ancre dans le contexte spécifique des *Green Cloud computing*.

L'objectif du problème est d'alimenter des serveurs, sur lesquels des tâches vont être exécutées, tout en optimisant l'utilisation de l'énergie produite localement par le PV,  $p_t^{pv}$  et fournit par un SSE, en l'occurrence des batteries,  $p_t^B$  (rechargées avec le PV).

Nous nous sommes servis de deux approches d'optimisation pour générer des scénarios de gestion de l'énergie et des profils de consommation.

La première approche consiste à trouver une solution d'ordonnancement des tâches sur les serveurs (machines) grâce à une méthode heuristique, basée sur un algorithme génétique ou en anglais *Genetic Algorithm* (GA). Cet algorithme a été développé dans la thèse de T. Guerout [143, 310]. Les GA se basent sur la théorie de l'évolution pour converger vers une solution optimale dans le domaine de recherche. Ainsi, nous parlons pour l'ensemble des solutions envisageables pour la série de tâches à effectuer sur les serveurs de "population initiale". Pour chaque solution est nommée dans le domaine "individu de la population" et plusieurs composantes, (nommée chromosome) représentent un ordre au sein duquel chaque tâche (nommée gène du chromosome) est allouée à une machine (un serveur). À chaque itération, les individus de la population sont évalués puis sélectionnés selon les différents objectifs à atteindre. Dans notre cas, cela correspond à maximiser l'utilisation de l'énergie produite localement. Les individus sont ensuite triés pour créer une nouvelle population soit par mutation entre individu, soit par croisement de deux individus [311]. C'est une méthode dite élitiste qui se base sur des heuristiques et non déterministe. Cela implique que pour un problème donné, la solution considérée comme optimale peut ne pas être la même à chaque fois que l'algorithme est lancé.

Cette première approche a pour but de faire l'ordonnancement des tâches à réaliser sur les serveurs en minimisant la consommation globale du système et en maximisant le ratio



"d'énergie verte" produite (issue du PV et SSE) sur l'énergie issue d'autre source comme le réseau, potentiellement d'origine fossile. Cette optimisation revient donc à moduler la consommation de manière à consommer au maximum en phase avec la production PV puis à utiliser les batteries. Les caractéristiques principales des méthodes heuristiques sont leurs capacités à résoudre rapidement des problèmes complexes, cependant elles ne garantissent pas de trouver la solution optimale globale, autrement dit il n'y a aucune garanti sur la qualité de la solution et ces méthodes peuvent ainsi converger vers une solution optimale locale.

La deuxième approche utilisée est une approche analytique déterministe. Elle se base sur une méthode exacte de programmation linéaire en variables mixtes ou *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) développée par l'équipe ROC du laboratoire [142, 141]. Cette méthode s'appuie sur des procédures de programmation dynamique qui visent à résoudre le problème d'optimisation de manière exacte. À la différence des méthodes heuristiques, le MILP fournit une solution optimale globale. Néanmoins, dès que la taille du problème augmente ainsi que le nombre d'objectifs, ces méthodes exactes, dont fait partie le MILP deviennent inefficaces et le problème non soluble en temps polynomial<sup>2</sup>. Concrètement, dans ce cas, le problème va demander beaucoup plus de temps qu'avec une méthode heuristique pour être résolu. L'objectif du MILP utilisé dans ces travaux est de réaliser simultanément l'ordonnancement des tâches sur les serveurs et la planification de l'utilisation des batteries afin de réduire le coût de l'énergie utilisée venant du réseau principal, lorsque celui-ci est nécessaire. En minimisant l'accès au réseau, nous cherchons implicitement à maximiser l'utilisation de l'énergie verte. En fait, s'il y a besoin du réseau ( $p_t^{res}$ ), son utilisation sera optimisé en fonction du coût de l'énergie, sur la base de prix variables heures pleines/heures creuses. Dans ce cas, le MILP réalise deux actions, l'ordonnancement des tâches sur les serveurs pour optimiser l'utilisation de l'énergie produite localement et, en parallèle, l'algorithme effectue la planification de l'utilisation de l'énergie en vue de l'optimisation de l'accès au réseau.

Nous précisons qu'à ce stade de l'étude des stratégies de gestion, nous considérons le système avec un dimensionnement fixe appliqué au banc "mini-OPA" et constitué d'un unique SSE correspondant à trois VRLAB VARTA de 75Ah (@C10) (configuration du scénario n°2 décrit en fin de chapitre II). Nous faisons donc l'hypothèse que nous avons la possibilité de nous connecter au réseau principal (qui sera simulé), dans le cas où nous ne pouvons pas répondre à la consommation des serveurs.

#### 4.1.1 Entrées, sorties et description de l'algorithme de type GA

Les entrées de l'algorithme sont :

- Un profil de puissance PV au pas de temps  $\Delta t_{BD}$ , égal à la minute, et correspondant aux données de production PV du bâtiment Adream.

2. Un algorithme qui s'exécute en temps polynomial est un algorithme dont le temps d'exécution est proportionnel à un polynôme en fonction de la taille des entrées.

- Le nombre de tâches à accomplir sur les serveurs et leurs caractéristiques (temps de la tâche, le besoin en CPU (en processeur (*Central Processing Unit*) de la tâche et la mémoire vive).
- Le nombre de serveurs disponibles et leurs caractéristiques (CPU et mémoire).
- Les paramètres du SSE,  $C_n$  et  $V_n$ .

L'algorithme GA cherche à maximiser l'utilisation de l'énergie verte, minimiser l'utilisation de tout autre type d'énergie et minimiser la consommation totale. Cet algorithme est codé en langage C. Il va donc parcourir le profil de production PV et positionner les tâches sur l'horizon de temps de façon à avoir la majorité des tâches en phase avec la production, sachant que les tâches sont non préemptives<sup>3</sup> et donc qu'une tâche n'est lancée que si elle peut être terminée. De plus, une tâche ne peut être exécuter qu'une seule fois et sur un seul serveur.

Le modèle du SSE dans cet algorithme d'optimisation est de type modèle PE à tension constante et avec un rendement faradique unitaire. La variable  $SoC_t$  est donc égale à  $SoE_t$  à chaque instant. Le SSE, constitué de batteries, sera donc pris en compte comme suit à chaque intervalle  $\Delta t_{BD}$  :

1. Sur chaque intervalle, nous connaissons la puissance de la batterie, correspondant à la puissance demandée sur le bus DC  $p_t^{bal}$ , au rendement du convertisseur  $\eta_{CVS}$  près. Cette puissance est considérée constante sur l'intervalle  $\Delta t_{BD}$ , de  $t$  à  $t+1$ , et  $p^{B,GA}$  est calculé grâce à l'équation IV.3 avec  $\eta_{CVS}$  considéré constant.

$$p_t^{B,GA} * \eta_{CVS} = p_t^{pv} + p_t^{ch} + p_t^{res} \quad (IV.3)$$

2. Le courant  $i_t^B$  est ensuite calculé grâce à l'équation IV.4, où  $V_n$  est la tension nominale du SSE constitué de batteries.

$$i_t^{B,GA} = \frac{p_t^{B,GA}}{V_n} \quad (IV.4)$$

3. La quantité Ah dans le SSE,  $q_t^{B,GA}$ , est ensuite mise à jour avec l'équation IV.5.

$$q_{t+1}^{B,GA} = q_t^{B,GA} + \Delta t_{BD} * i_t^{B,GA} \quad (IV.5)$$

4. À partir de  $q_t^{B,GA}$  l'algorithme calcule ensuite le SoC du SSE à  $t+1$ , dit  $SoC_t^{GA}$ , grâce à l'équation IV.6.

$$SoC_t^{GA} = \frac{q_t^B}{C_n} \quad (IV.6)$$

En sortie du GA, plusieurs fichiers sont générés (performances de la résolution, fichiers de tâches, etc...) dont trois qui nous ont permis ensuite de lancer des tests et de comparer les résultats

3. Signifie qu'une tâche ne peut pas être arrêtée puis reprise avant d'être finie.

expérimentaux avec les résultats simulés. Les fichiers d'entrées pour le test expérimental sur le banc "mini-OPA" sont les fichiers PV d'entrée de la simulation et le fichier de sortie de la consommation globale des serveurs. L'algorithme GA fonctionne avec un pas de temps égal à celui de la base de données du bâtiment Adream,  $\Delta t_{BD}$ . Nous avons donc le fichier de consommation des serveurs, résultat de l'ordonnancement,  $p_t^{ch,GA}$ , qui nous permet d'émuler la charge programmable sur le banc "mini-OPA", et deux autres fichiers en sortie de la simulation, qui vont nous permettre de comparer les résultats expérimentaux avec ceux de simulation :

- Le profil d'utilisation du SSE, en convention générateur,  $p_t^{B,GA}$ .
- Le profil de SoC du SSE,  $SoC_t^{GA}$ .

#### 4.1.2 Entrées, sorties et description de l'algorithme de type MILP

Le développement du MILP et l'ensemble des équations de modélisation sont donnés en annexe I. Le MILP a été développé en langage Python et le problème résolu grâce au *solver* Cplex.

Comme pour le GA, la batterie est modélisée par un modèle PE à tension considérée constante et égale à sa valeur nominale et, un rendement faradique unitaire. Le rendement du convertisseur est considéré constant et égal au rendement fixé pour le GA. Les variables de la batterie sont indicées "MILP" pour bien marquer les résultats obtenus avec les simulations de cet algorithme.

La liste des tâches à réaliser est la même que précédemment dans le cas du GA, et les contraintes sur les tâches sont les mêmes, ainsi que les machines sur lesquelles elles seront réalisées. Le fichier PV est identique pour les deux algorithmes. En revanche, pour la résolution du MILP l'horizon de temps sera échantillonné au pas de temps  $\Delta t_{MILP}$  égal à six minutes. En effet, nous avons divisé le nombre d'échantillons afin de raccourcir le temps de résolution de l'algorithme MILP, plus consommateur en termes de calcul que le GA, tout en essayant de maintenir un pas de temps assez fin pour essayer de prendre en compte au maximum les dynamiques des sources PV et conserver une valeur multiple de l'heure.

En plus des entrées communes avec le GA, le MILP considère le prix de l'énergie en fonction du temps. Nous nous basons sur les contrats "heures creuses/heures pleines" proposés par les fournisseurs d'énergie. Nous avons choisi, dans ce scénario, un contrat possible avec le fournisseur EDF correspondant au prix d'achat de 0.1593€/kWh en heures pleines et 0.1244€/kWh en heures creuses définies de 3h à 8h et de 13h à 16h.

Le MILP fournit en sortie, un fichier de consommation, au même titre que celui fourni par le GA, mais au pas de temps  $\Delta t_{MILP}$ . Le MILP fournit en plus un fichier de limites en puissance à imposer à la batterie, afin d'autoriser ou non la charge ou la décharge du SSE, en fonction de la gestion faite des flux d'énergie (EMS) par rapport au prix d'achat du réseau principal. C'est ce fichier que nous donnons au superviseur du banc "mini-OPA" (cf. chapitre II).

En sortie du MILP, nous n'avons aucune information sur le courant de la batterie car ce dernier n'est pas calculé dans l'algorithme qui se base uniquement sur des considérations

puissance-énergie. Nous pourrions en revanche calculer le SoE à partir de la puissance  $p_t^{B,MILP}$ , et en déduire le SoC en considérant la tension constante dans le cas de l'utilisation du modèle PE, comme nous le supposons en première approche pour le moment.

## 4.2 Résultats d'optimisation et de modélisation

**Paramètres et données d'entrée du problème d'optimisation** Le tableau IV.3 décrit les différentes machines (serveurs informatiques) à notre disposition au LAAS-CNRS.

TABLE IV.3 – Paramètres des serveurs disponibles au LAAS-CNRS

	Pmin [W]	Pmax[W]	CPU	Mémoire [Mo]	Nombre de machines
iot	145	318	36	62800	3
kirtani	80	169	8	31200	3

Les paramètres utilisés pour le test, quelque soit la stratégie de gestion utilisée, sont :

- Le banc "mini-OPA" est configuré pour ne fonctionner qu'avec un seul SSE, le SSE n°1 constitué d'un pack de trois VRLAB AGM RS connectées en série ( $C_n$  à C10 égale à 75Ah pour une tension de 12V nominale par batterie), soit à une tension nominale de 36V.
- Le rendement faradique du SSE est considéré égal à 1 et le rendement du convertisseur égal à 0.98.
- 55 tâches à réaliser sur les serveurs.
- 3 serveurs identiques :
  - serveur kirtani n°1,
  - serveur kirtani n°2,
  - serveur kirtani n°3.
- Les données de production PV du bâtiment Adream pour 1 kWc de PV pour une journée intermittente correspondant au 123<sup>ème</sup> jour de 2017 à  $\Delta t_{BD1}$  égal à une minute et à partir de 6h du matin jusqu'à 20h (12h).
- Les limites du SSE sont :
  - $SoC_{init}$  est égal à 59.8%,
  - $SoC_{max}$  est égal à 60%,
  - $SoC_{min}$  est égal à 30%,
  - $E_{init}^B$  est égal au produit  $\frac{59.8}{100} * 75 * 36$  soit 1614.6Wh,
  - $E_{max}^B$  est égal au produit  $\frac{60}{100} * 75 * 36$  soit 1620Wh,
  - $E_{min}^B$  est égal au produit  $\frac{30}{100} * 75 * 36$  soit 810Wh.

- Le pas de temps pour le MILP correspond à  $\Delta t_{MILP}$  et est égal à 6 min (360s) (moyenne sur six points du profil PV donné à  $\Delta t_{BD}$ ).
- Le pas de temps du GA est égal à  $\Delta t_{GA}$  lui-même égal à  $\Delta t_{BD}$  et correspondant à une minute.

**Résultats des stratégies de gestion** Toutes les variables notées "GA" sont des variables simulées ou utilisées en entrée du GA et issues de la base de données du bâtiment Adream. Les variables notées "MILP" sont des variables simulées par l'algorithme de type MILP ou calculées à partir des données du bâtiment Adream pour être utilisées en entrée du MILP. Nous rappelons que les variables notées "W" sont les mesures des wattmètres du banc de test "mini-OPA" et  $SoC_t^{est,W}$  correspond au SoC estimé à partir des mesures de courant du SSE effectuées par le wattmètre du banc d'essai.

Les figures IV.9 et IV.10 présentent les résultats en sortie des deux algorithmes de simulation MILP et GA.

Nous voyons dans ces résultats de simulation que pour les deux algorithmes, la consommation est bien en phase par rapport à la production PV. L'optimisation réalise bien l'ordonnancement des tâches sur les serveurs afin d'optimiser la production d'énergie locale. Les deux algorithmes trouvent une solution au problème d'optimisation. La journée choisie est suffisamment ensoleillée pour qu'aucune des stratégies de gestion n'ai besoin de faire appel au réseau principal. Nous ne pouvons donc pas observer, ni comparer avec l'algorithme GA, les décisions que la méthode MILP aurait prises quant à l'utilisation de la batterie afin de minimiser le coût du réseau considérant les heures creuses ou pleines. Ce travail constitue une des prochaines étapes de cette étude sur les algorithmes d'optimisation.

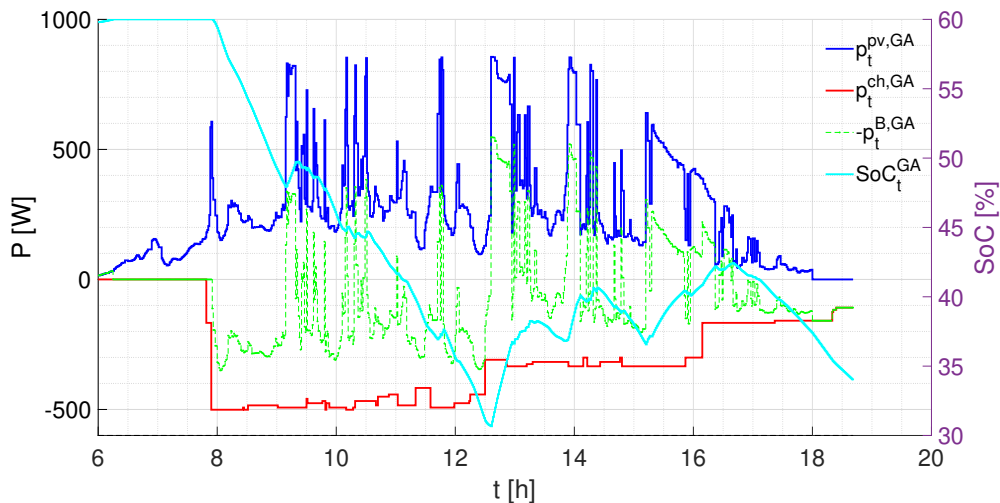
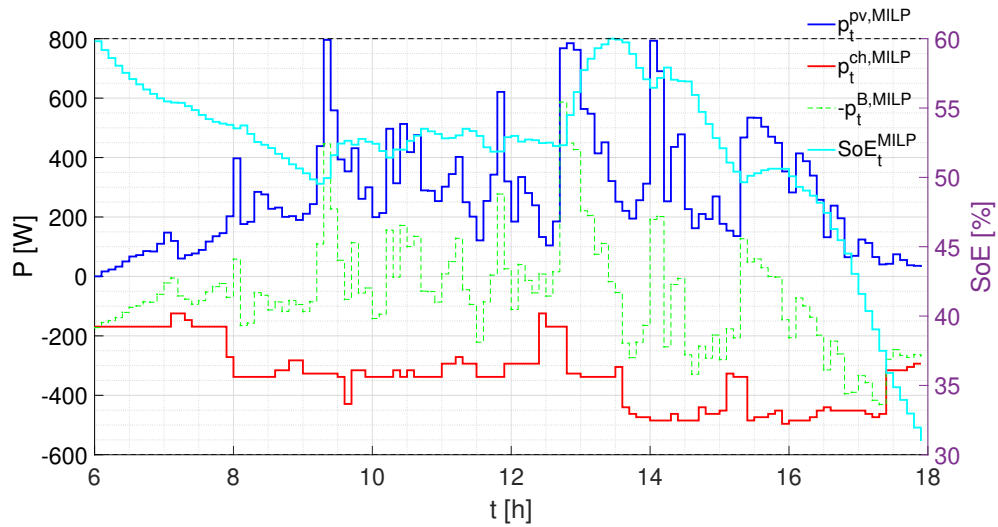
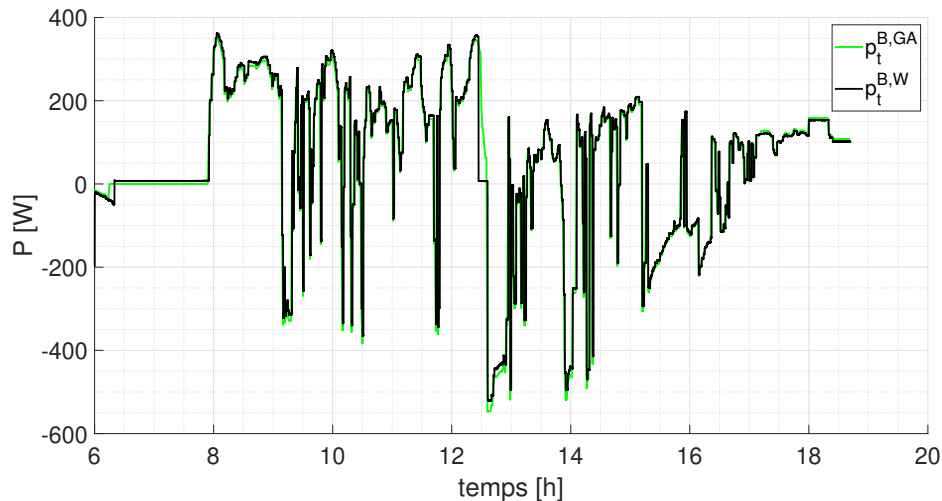


FIGURE IV.9 – Résultats de simulation de l'optimisation de l'ordonnancement réalisée grâce au GA

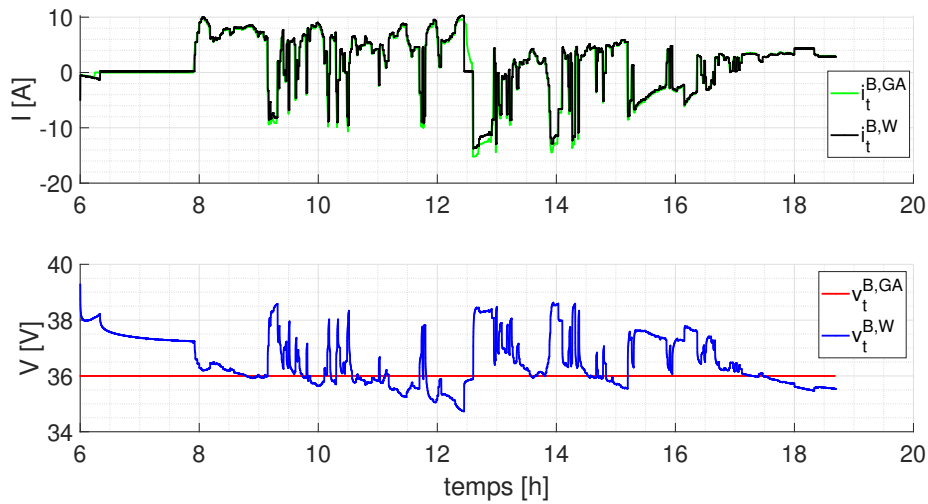


**FIGURE IV.10** – Résultats de simulation de l'optimisation couplée planification et ordonnancement réalisée par MILP

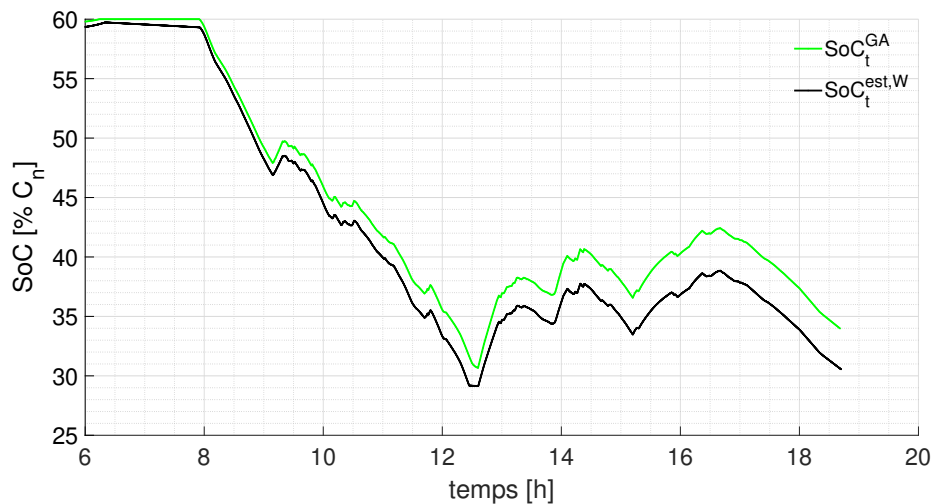
**Comparaison entre les résultats simulés et réels sur le banc "mini-OPA"** Les figures IV.11 à IV.13 présentent la comparaison entre les résultats de simulation, en sortie de l'algorithme d'optimisation de type GA et les résultats expérimentaux sur le banc "mini-OPA" lorsque, le profil de production utilisé pour le GA et le profil de consommation issu du GA sont implantés sur le banc d'essai.



**FIGURE IV.11** – Comparaison des profils de puissance du SSE entre la simulation avec GA et les résultats réels



**FIGURE IV.12** – Comparaison des variations de tension et de courant du SSE entre la simulation avec GA et les résultats réels



**FIGURE IV.13** – Comparaison des variations de SoC entre la simulation avec GA et les résultats réels

Nous pouvons voir sur ces figures la différence entre les résultats de simulation en sorties de l'algorithme GA et les valeurs de puissance pour la batterie, correspondant aux valeurs réelles mesurées avec les wattmètres sur le banc "mini-OPA". Avec le modèle PE utilisé pour le GA, nous ne simulons pas la tension, donc nous observons une dérive sur le calcul du SoC. La figure IV.12 montre bien que la valeur de tension entre la réalité et le GA présente des erreurs. Afin de minimiser cette erreur, il serait intéressant de modifier cette valeur dans le GA par la

valeur moyenne réelle de la tension du SSE (en rouge sur la figure). Dans un deuxième temps, il faudrait changer de modèle de batterie et utiliser un modèle IVQ ou OCVR, afin d'avoir une meilleure image de la tension, et par conséquent du SoC.

Nous observons sur la figure IV.11 que les profils de puissance coïncident à l'échelle de la journée, de même que les profils de courant simulé et mesuré représentés figure IV.12. Cependant, l'erreur de SoC est de l'ordre de 3% à la fin du test. Ce résultat confirme l'inconvénient majeur du modèle PE. Pour limiter cette erreur nous devons mettre à jour en temps réel la valeur du SoC, avec un estimateur de SoC au sein du BMS, comme mentionné en chapitre III, qui viendrait ainsi limiter la dérive de la valeur du SoC. Ces estimateurs sont généralement placés au niveau du BMS et peuvent être basés sur plusieurs méthodes d'estimation et notamment des "estimateurs basés modèles", s'appuyant alors sur des modèles plus complexes de batterie de type ECM ou électrochimiques dédiés systèmes. En revanche, cet écart va être plus complexe à prendre en compte dans la gestion *off-line*, couplée au dimensionnement et à long terme, puisque nous avons montré qu'utiliser des modèles plus complexes à ce niveau de la conception du micro-réseau représente un temps de calcul et de résolution plus important avec une différence de précision, notamment entre le modèle PE et OCVR, qui semble être significative au regard des inconnues présentes à ce stade de la conception et au niveau du modèle de comportement des batteries. Il serait cependant intéressant de tester notre modèle PE amélioré, prenant en compte la charge, dans le MILP et le GA. Cette étude nous permettrait à la fois de minimiser les erreurs dues à la phase de charge à CV ou au moins de constater les écarts entre simulation et expérimentation avec un modèle prenant en compte la limitation de la puissance dans la phase de charge à CV et un modèle PE conventionnel sans la charge à CV et également pour prendre en compte la gestion de la charge à CV dans l'algorithme de gestion afin d'éviter cette phase ou au contraire de s'assurer que cette phase de charge est bien réalisée régulièrement.

## 5 Conclusion

Ce chapitre avait pour but d'illustrer et valider la démarche scientifique de la thèse sur la conception et la gestion des micro-réseaux à travers des exemples de dimensionnement et de développement de stratégies de gestion. L'idée à travers le banc "mini-OPA" était de tester ces stratégies et d'aboutir pour ces travaux pluridisciplinaires à des tests expérimentaux apportant des éclairages sur le comportement réel d'un micro-réseau DC simple. Par exemple en montrant l'influence des modèles sur des résultats à la fois de dimensionnement et de gestion.

Dans ce travail, nous avons pu comprendre les difficultés de la phase de conception dans les micro-réseaux, notamment arriver à aboutir à un algorithme de dimensionnement avec une phase de pré-dimensionnement nous permettant d'établir des profils de puissance sans dimensionner le ou les SSE du micro-réseaux, donc sans fixer de niveau de tension et en conservant un point de vue "haut niveau" puissance-énergie. Les résultats de cette étape dépendent fortement des hypothèses émises tout au début des études sur les applications devant être alimentées par ce type de micro-réseaux, correspondant à la phase d'initialisation expliquée au chapitre I.



Il est à remarquer que l'approche développée à la fois sur les modèles, sur la méthode de dimensionnement et la méthode d'optimisation des stratégies de gestion montrées dans cette thèse peut également s'adapter à des batteries Li. De même l'ensemble de la démarche pourrait très bien être reproduite avec d'autres types de SSE. Des premiers travaux ont eu lieu sur des batteries Li mais nous n'avons pas eu le temps de les synthétiser.

Notre objectif reste le même, à savoir comparer l'impact des modèles sur les résultats de dimensionnement. En effet, nous tenons à vérifier si un modèle plus précis, prenant en compte les limites en charge de la puissance dans les batteries donne un meilleur résultat qu'un modèle simple type PE ou un autre type de modèle précis type électrochimique.

De plus pour répondre à la problématique de la représentation de la fin de charge dans le cas des batteries PbA, nous devons exécuté l'algorithme de dimensionnement en utilisant pour la partie validation de l'algorithme deux modèles de batteries :

1. Calcul avec le modèle PE simple classique. Les limites en puissance sont imposées par les valeurs des C-rate multipliées par  $\Delta E_i^{sse}$ . Le rendement énergétique est appliqué à la puissance en charge et le rendement du convertisseur en charge et en décharge. C'est que nous avons fait et présenté dans ce manuscrit.
2. Calcul avec le modèle PE amélioré en utilisant le gabarit. Avec le gabarit, la puissance maximale en charge va être limitée pendant la phase de CV, dont le début varie en fonction du SoC, comme expliquée au chapitre III. Aucun changement sur l'utilisation du modèle de rendement du convertisseur.
3. Calcul avec le modèle OCVR, pour dans ce cas à la fois modéliser la tension de la batterie et donc représenter plus de modes d'opération de la batterie qu'avec le modèle PE et de manière plus précise, tout en couplant ce modèle de SSE avec un modèle de rendement complexe variant avec la tension et la puissance du SSE, comme celui présenté en section 2 et en annexe H.

Pour poursuivre ces travaux, il nous faut modéliser de nouvelles batteries qui vont nous servir à réaliser le pack dimensionner en section 3 sur lequel nous pourrons également poursuivre notre étude sur les différentes stratégies de gestion.

En résumé, nous avons apporté dans ce chapitre des éléments de réponse quant à la validité des modèles de types PE utilisés dans les études de gestion par rapport au fonctionnement réel d'un SSE dans un micro-réseau. Nous poursuivons cette étude en réalisant des tests sur plusieurs jours pour mesurer l'impact de la dérive de SoC réel par rapport au SoE calculé en simulation. Nous souhaitons également poursuivre les tests de comparaison entre les résultats du MILP et les mesures réelles. Nous pouvons supposer que les conclusions seront sensiblement les mêmes puisque le modèle de SSE utilisé est aussi un modèle PE pour le MILP.

# Conclusions et perspectives générales

Ce manuscrit, construit autour de quatre chapitres, se veut la synthèse de l'ensemble des travaux de recherche accomplis durant cette thèse au sein du laboratoire LAAS-CNRS. Plus particulièrement il est le fruit d'une collaboration interne au laboratoire inter-équipes entre ISGE, SARA et ROC portant sur la modélisation des SSE pour la conception et la réalisation de micro-réseaux.

Chaque chapitre illustre une contribution scientifique sur une problématique spécifique des micro-réseaux. Nous développons chapitre par chapitre notre démarche scientifique de méthodologie de conception en tenant compte le plus possible de la complexité que représente un micro-réseau avec ses inter-connexions électriques, ses sources, ses charges et le rôle des SSE. Le domaine du génie électrique, bien que majoritaire dans l'étude des micro-réseaux, ne suffit plus pour aborder de tels travaux ayant besoin désormais de connaissances avancées dans plusieurs autres domaines comme l'électrochimie, la communication et les mathématiques appliquées à l'optimisation.

Le chapitre I rappelle le contexte justifiant la nécessité de concevoir de nouveaux moyens pour gérer et transporter l'énergie électrique. Ainsi, nous rappelons dans ce chapitre, le contexte global écologique, social et politique qui a conduit à l'intégration massive des EnR dans le réseau de distribution et de transport de l'électricité. Nous introduisons alors le concept du *Smart Grid* et expliquons les capacités qu'apportent les micro-réseaux dans ce contexte. En effet, face aux challenges liés à la forte intermittence des sources EnR associées à leurs absence d'inertie, les micro-réseaux décentralisés présentent les potentiels de flexibilité et de services qui permettraient de lever les verrous scientifiques et techniques freinant l'expansion des EnR. Cependant, la conception optimale des micro-réseaux se révèle complexe, notamment vis à vis de la prise en compte des SSE et de leur durée de vie liée à leurs utilisations dans ces micro-réseaux. Pour mettre en lumière les éléments bloquants du développement des SSE au sein du micro-réseau, nous proposons une synthèse de l'ensemble des problématiques liées à conception et à la réalisation d'un micro-réseau. Nous décrivons ainsi l'ensemble des difficultés associées au micro-réseau, de la phase de dimensionnement à la phase de réalisation, et passant par le développement des différents niveaux de gestion. A l'issue de cette synthèse, nous avons focalisé notre attention sur les difficultés liées à la modélisation et à la prise en compte du vieillissement des SSE autour de deux aspects principaux. Premièrement, la capacité dans les principaux modèles de SSE à représenter le fonctionnement des SSE avec des usages de type micro-réseau et à traduire des phénomènes impactant la durée de vie de ces SSE. Deuxièmement, l'impact des principaux modèles de SSE utilisés dans les algorithmes d'optimisation du dimensionnement et de la gestion des micro-réseaux par rapport aux résultats de ces stratégies et au fonctionnement réel du SSE dans le micro-réseau.

Le chapitre suivant (chapitre II), décrit la réalisation du banc d'essai "mini-OPA", émulant un micro-réseau de type LVDC, que nous avons mis au point pendant ce doctorat afin de

valider nos travaux. L'objectif de ce banc est de pouvoir évaluer le fonctionnement des SSE en conditions réelles de type micro-réseaux, prenant en compte l'environnement des SSE comme les convertisseurs, les différentes pertes dans l'architecture de puissance et, de pouvoir reproduire des scénarios à partir de données réelles afin de tester différentes stratégies de gestion et dimensionnement. Nous proposons dans un premier temps une synthèse de la littérature sur les différentes stratégies de contrôle-commande et de gestion *on-line* des micro-réseaux. Ainsi nous expliquons les choix faits afin de réaliser un banc de tests suffisamment flexible pour pouvoir tester plusieurs stratégies de gestion développées *off-line*. Nous expliquons l'ensemble des interactions entre les différents éléments du banc, les parties physiques émulées permettant de jouer les profils de production et de consommation de type micro-réseau, le superviseur pilotant le banc et l'architecture de puissance du bus DC connectant deux SSE associés à des convertisseurs réels conçus au laboratoire. Nous détaillons plus amplement la réalisation de la partie physique réelle du banc, constituée donc des deux SSE associés chacun à un convertisseur statique DC/DC permettant de gérer les SSE auxquels ils sont connectés et de mettre en oeuvre les décisions de gestion *on-line* prise au niveau supérieur par le superviseur de ce banc. Nous détaillons la réalisation de ces convertisseurs et la mise en oeuvre du niveau de contrôle-commande, au plus proche des SSE. Puis, à l'issue de ce chapitre nous validons le fonctionnement du banc de test pour deux scénarios différents.

Le chapitre III propose une étude sur la modélisation des SSE, et plus spécifiquement des batteries secondaires. Nous proposons une synthèse des modèles utilisés dans la littérature pour représenter le comportement des batteries et leur vieillissement se traduisant principalement par la diminution de la capacité et l'augmentation de la résistance interne de la batterie. Nous focalisons ensuite notre étude sur les batteries de la famille PbA, et plus particulièrement sur les VRLAB, étant l'une des principales technologies de batteries PbA utilisée aujourd'hui dans les applications de type micro-réseau stationnaire. Nous évaluons ensuite la faculté des différents modèles de comportement sélectionnés à représenter le fonctionnement des batteries lorsque celles-ci sont soumises à des sollicitations de type micro-réseaux et, à représenter les usages qui impactent la durée de vie des batteries PbA. À l'issue de cette étude nous montrons que pour les études de type conception optimale, le modèle PE, aux considérations puissance/énergie, présente finalement un bon compromis précision/complexité malgré les hypothèses fortes dont il dépend. Cependant, nous mettons en évidence ses limites liées à aux hypothèses de modélisation de la tension, notamment dans l'estimation du SoC ainsi que son incapacité à prendre en compte les phénomènes de fin de charge liés au protocole de charge CC-CV dépendant de la variation de tension de la batterie. Nous poursuivons en proposant une idée d'amélioration de ce modèle PE.

Le chapitre IV, porte sur les deux phases de conception d'un micro-réseau. Nous introduisons ici le concept de conception optimale issu de la littérature et présentons brièvement les outils et méthodes utilisés pour faire le dimensionnement et la gestion optimale des SSE dans un micro-réseau. Nous présentons ensuite nos résultats sur chaque aspect des problèmes de conception, d'une part le dimensionnement puis la gestion. Pour ce faire, nous proposons une méthodologie

---

de dimensionnement optimal, basée sur un pré-dimensionnement du SSE qui permet de générer des profils d'utilisation, puis nous validons ce pré-dimensionnement en utilisant un modèle PE. A l'issue de cette étude nous avons cherché à évaluer l'impact du modèle utilisé dans les résultats de dimensionnement et dans la prise en compte des dégradations, ces travaux étant encore en cours actuellement, nous donnons les directions à suivre ainsi que les premiers résultats ayant fait l'objet de publication. Le deuxième aspect de ce chapitre concerne la stratégie de gestion des SSE dans le micro-réseau. Nous avons testé deux stratégies de gestion différentes utilisant cependant le même type de modèles PE. Nous avons cherché à comparer les résultats de ces stratégies par rapport aux résultats expérimentaux, afin d'évaluer l'impact du modèle utilisé par rapport aux variations réelles courant-tension et de SoC du SSE, en fonctionnement dans un environnement de type micro-réseaux stationnaire LVDC pour une application BiPV.

**Perspectives** Le travail réalisé et exposé dans ce manuscrit a conduit à de nombreuses perspectives, qui peuvent se résumer autour de trois volets que nous donnons et expliquons ici.

Un premier volet de perspectives s'axe autour de l'amélioration du banc de test développé dans ces travaux, le banc "mini-OPA". Nous pensons dans des futurs travaux à retirer ou à diminuer la valeur des SC présents sur le bus DC afin de réduire l'inertie du bus et de diminuer la quantité d'énergie présente sur le bus que nous ne modélisons pas. L'intérêt, à l'heure actuelle, est que cette configuration nous a permis de réaliser des boucles d'asservissement simples exécutables par les micro-contrôleurs choisis de type DSPIC33, peu chers et communs. Si le bus a une dynamique plus rapide, il nous faudra augmenter d'autant l'acquisition du courant et des tensions par les convertisseurs analogique-numérique du micro-contrôleur ainsi que la dynamique d'exécution des boucles de régulation. Ce qui aujourd'hui nous oblige à revoir le choix des micro-contrôleurs des convertisseurs qui devront alors présenter plus de rapidité d'acquisition et de capacité de calculs. Des tests sont en cours avec un STM32 permettant une communication SPI ou RS232 à la place de l'I2C. Ce changement nous permettrait également de repenser la conception du LC au plus proche du convertisseur, afin de basculer les fonctions de BMS réalisées pour l'instant par le superviseur au plus proche du convertisseur, et ainsi d'intégrer les fonctionnalités d'estimation de SoC, les limitation du SoC, une estimation de SoH, en temps réel avec des méthodes d'estimation avancées. De même, changer de micro-contrôleur nous permettrait d'implanter un contrôle pour la gestion des phases au sein du convertisseur type *Adaptive Phase Count* contrôle afin d'optimiser l'efficacité du convertisseur. Enfin, nous pourrions développer un réseau de capteurs spécifiques au plus proche du bus afin d'améliorer le système de contrôle-commande au regard des pertes en lignes. A plus long terme, ce banc pourrait être adapté à plus d'études de micro-réseaux avec des aménagements spécifiques pour des unités DC/AC ou AC/DC pour émuler des réseaux AC ou même hybrides.

Le second volet de perspectives est liée à la modélisation des batteries et plus particulièrement au développement du modèle PE prenant en compte la charge CC-CV des batteries. Une première de ces perspectives est de poursuivre notre travail sur ce modèle, en développant le protocole de tests permettant de réaliser le modèle et en approfondissant les recherches

quant aux phénomènes qui expliquent la répartition de la quantité d'énergie entre la phase CC et la phase CV dans la charge d'une batterie et ce en fonction du DoD. Une fois ce modèle développés de manière plus rigoureuse, nous pensons l'intégrer aux stratégies de gestion et de dimensionnement développées dans le chapitre IV et observer l'impact du modèle par rapport aux résultats de dimensionnement et de gestion en simulation et expérimentalement. Une perspective à plus long terme sur ce travail serait d'utiliser ce nouveau modèle dans la gestion des batteries PbA afin de trouver le compromis entre les phénomènes de corrosion et de sulfatation, afin d'optimiser la durée de vie de ces batteries. Pour ce faire, nous aurions besoin de compléter notre savoir-faire en électrochimie afin de savoir quelle serait la quantité optimale d'Ah échangeables entre deux charges complètes. De plus, il nous faudrait intégrer des modèles de vieillissement de type dégradation de performances pour réellement évaluer l'impact d'une telle stratégie dans l'optimisation de la durée de vie des batteries.

Le troisième volet de perspectives concerne la poursuite de nos travaux sur l'impact des modèles sur les résultats de gestion et d'optimisation des micro-réseaux, et sur la validité de leurs résultats. Nous devons poursuivre le travail en cours sur la comparaison entre les résultats de dimensionnement avec le modèle PE et d'autres types de modèle. L'idée suivante est de tester le pack réel développé suite au dimensionnement avec le modèle PE, et de valider ce dimensionnement pour plusieurs profils émulsés sur le banc de test. De plus, nous souhaitons comparer les résultats de dimensionnement obtenus avec le modèle PE, qui ne permet pas d'intégrer le rendement variable du convertisseur, avec ceux que nous obtiendrions avec d'autres types de modèle permettant de prendre en compte le rendement du convertisseur en fonction de sa tension d'entrée et du courant qui le traverse. Sur les aspects gestion, nous allons poursuivre les tests de comparaison entre les résultats d'optimisation avec le MILP et les résultats expérimentaux. Au vu des premiers résultats de comparaison entre le GA et les résultats expérimentaux, nous pouvons déjà penser qu'il va être nécessaire de poursuivre notre travail sur les modèles de batterie pour intégrer une tension variable et permettre une meilleure prise en compte du SoC dans la gestion *off-line*. Au cours du test, il nous faut soit des modèles plus précis que le modèle PE pour faire de la gestion *on-line* ou une correction régulière de la valeur du SoC à partir d'estimateurs de SoC situés au sein d'un BMS ou dans le superviseur, mais avec des mesures au plus proche du SSE.

# **Annexes**



# Annexes

## Sommaire

---

<b>A</b>	<b>Explication et mise en oeuvre de la procédure d'initialisation de chaque test dans "mini-OPA" pour le SSE n°1, constitué d'une ou plusieurs batteries . . .</b>	<b>269</b>
<b>B</b>	<b>Élaboration des trois régulations : la boucle de tension du bus, la boucle de tension du SSE et la boucle de courant du SSE imbriquée . . . . .</b>	<b>271</b>
B.1	Asservissement du courant . . . . .	276
B.2	Asservissement de la tension du SSE à partir du courant . . . . .	280
B.3	Asservissement de la tension côté bus DC à partir du courant . . . . .	283
<b>C</b>	<b>Le banc d'essai de cyclage Biologic et le logiciel BTLab . . . . .</b>	<b>289</b>
<b>D</b>	<b>Caractéristiques des batteries Yuasa NP1.2-6 . . . . .</b>	<b>291</b>
<b>E</b>	<b>Classification des données et construction des profils journaliers typiques . .</b>	<b>293</b>
<b>F</b>	<b>Mesures des batteries Yuasa NP1.2-6 pour les profils de test type micro-réseau</b>	<b>299</b>
<b>G</b>	<b>Comparaison entre les mesures et les modèles PE et OCVR pour la VRLAB Yuasa NP1.2-6 BAT#3 et les profils n°1 à n°5 . . . . .</b>	<b>301</b>
<b>H</b>	<b>Modélisation du rendement du convertisseur ISBC développés au LAAS-CNRS et campagne de mesures associées . . . . .</b>	<b>307</b>
<b>I</b>	<b>Description du problème d'optimisation MILP pour la planification des échanges d'énergie et l'ordonnancement des tâches sur les serveurs . . . . .</b>	<b>309</b>

---





## A Explication et mise en oeuvre de la procédure d'initialisation de chaque test dans "mini-OPA" pour le SSE n°1, constitué d'une ou plusieurs batteries

Au départ de chaque test sur "mini-OPA", nous réalisons une phase d'initialisation, automatisée, qui précède le test avec les profils. Nous réglons ainsi le SoC du SSE n°1 afin de le fixer à la valeur initiale considérée pour le test expérimental.

Nous partons de l'hypothèse que la tension  $v_t^{sse1}$  du SSE testé, en l'occurrence le SSE n°1, lors d'une charge ou d'une décharge complète à CC pour un certain C-rate et dans une certaine gamme de SoC, peut être modélisé par une fonction linéaire donnée par l'équation 1, où  $p_1$  et  $p_2$  sont des paramètres du polynôme pouvant être déterminés pour un certain courant.

$$v_t^{sse1} = p_1 * SoC_t + p_2 \quad (1)$$

Cette caractéristique "statique" de charge ou de décharge ne suit pas la droite dès que la batterie fonctionne à des faibles ou fort SoC, soit en début et fin de décharge et en début et fin de charge (surchage) mais, nous ferons en sorte de nous placer en dehors de ces conditions en fixant l'état initial de SoC,  $SoC_{init}$ , dans la plage de validité de cette fonction.

Les batteries qui constituent le SSE n°1 seront, avant d'être connectées à "mini-OPA", cyclées en cycles complets avec une charge CC-CV et une décharge CC pour un certain C-rate, noté  $Crat_{e_{init}}$ . De ces courbes expérimentales, nous récupérerons les données de tension du SSE lors de la charge et interpolons la partie linéaire de la caractéristique de charge à CC afin d'identifier les paramètres  $p_1$  et  $p_2$ . Nous supposons alors que pour les mêmes conditions de charge, le SSE est à  $SoC_{init}$  lorsque sa tension  $v_t^{sse1}$  est égale à  $V_{init}$ . Pour imposer le SoC du SSE n°1 au début d'un test expérimental sur "mini-OPA", il nous suffit donc de vider le SSE jusqu'à  $V_d$  puis de le charger, au même taux de courant  $Crat_{e_{init}}$  que pour les cycles complets, jusqu'à ce que la tension aux bornes du SSE n°1 corresponde à  $V_{init}$ , définie par l'équation 2.

$$SoC \text{ du SSE } n^{\circ}1 = SoC_{init} \Leftrightarrow v_t^{sse1} = V_{init} = p_1 * SoC_{init} + p_2 \quad (2)$$

La phase d'initialisation du SSE n°1 se fait donc en deux étapes au départ de chaque test expérimental sur "mini-OPA". Cette phase d'initialisation est pilotée par le superviseur qui commande l'alimentation et la charge programmable afin de réaliser :

1. une décharge complète du SSE n°1, à CC et jusqu'à  $V_d$  correspondant au courant de décharge ;
2. une charge à CC, à C-rate égal à  $Crat_{e_{init}}$ , jusqu'à la tension  $V_{init}$  correspondante à  $SoC_{init}$

La condition d'arrêt de l'étape 2 se fait sur un seuil de tension donc dès que la tension du SSE n°1 atteint  $V_{init}$ , la phase d'initialisation s'arrête et le test expérimental avec émulation des profils et fonctionnement réel du banc "mini-OPA" commence.



## B Élaboration des trois régulations : la boucle de tension du bus, la boucle de tension du SSE et la boucle de courant du SSE imbriquée

Cette annexe explique comment nous avons établi les correcteurs des trois boucles de régulation. Nous rappelons la nomenclature utilisée :

- BO : Boucle Ouverte, fait référence au système sans régulation.
- BF : Boucle Fermé, fait référence au système asservi.
- BdC : Boucle de Courant, correspond au système pour l'asservissement du courant du SSE.
- BdT : Boucle de Tension, correspond au système pour réguler les tensions, soit à la tension côté bus DC, soit la tension du SSE.
- PI : Correcteur Proportionnel-Intégral.
- Nous remplaçons, dans les équations détaillées dans cette annexe, l'exposant "CVSsse" par "bus" pour plus de lisibilité. Cependant, les grandeurs dites "bus" sont bien les grandeurs aux bornes du convertisseur, côté bus DC, égales à celles du bus DC aux chutes de tension dans les connexions entre le convertisseur et le bus près.
- Indice "0" : indique les valeurs à l'équilibre (en régime établi, dits statique ou permanent) pour un point de fonctionnement.

Afin de valider les performances des asservissements, nous avons simulé l'ISBC à l'aide du logiciel Matlab/Simulink et de la librairie de composants électriques Simscape. Les paramètres de chaque correcteur ont été calculés avec plusieurs codes développés sur Matlab puis chaque régulation a été validée en simulation sur Simulink, avant d'être mise en oeuvre en numérique via le micro-contrôleur DSPIC33.

**Cahier des charges des correcteurs** Pour le calcul du correcteur de la BdC, nous avons fixé l'amortissement  $\zeta$  à 0.8 (dépassement théorique de 2%), donc le produit du temps de réponse et de la pulsation naturelle,  $t_R w_n$ , est environ égal à 3.5, avec  $t_R$  le temps de réponse fixé à 1ms et  $w_n$  la pulsation naturelle du système asservi.

Pour les deux BdT, côté bus DC et côté SSE, nous avons fixé  $\zeta$  à 0.7 (dépassement de 5%) avec  $t_R w_n$  égal à 3 pour un temps de réponse de 0.7s. Après calcul des correcteurs et simulation des deux BdT en BF, nous avons observé qu'un temps de réponse inférieur impliquerait une constante de temps d'intégration pour les deux correcteurs PI de valeur négative et donc des systèmes instables, d'où ces choix.

**Mise en oeuvre numérique et discrétisation** Pour mettre en oeuvre les trois correcteurs PI, nous les numérisons à l'échelle de la gamme de précision des Convertisseurs Analogique/Numérique (CAN) des ADC du micro-contrôleur DSPIC33. Cette étape vient ajouter les gains

de conversion analogique/numérique et numérique/analogique aux fonctions de transfert en BO, représentant les trois systèmes à réguler et calculées à partir des modèles moyens "petit signal". Nous notons ces gains  $a_{CAN}^I$  et  $a_{CNA}^I$  pour la BdC et suivant le sens de la conversion analogique/numérique ou numérique/analogique,  $a_{CAN}^{bus}$  et  $a_{CAN}^{sse}$  pour chaque BdT.

Il nous faut considérer la valeur réelle du rapport cyclique  $\alpha$  en numérique,  $\alpha^{num}$ , et ce en utilisant l'expression 1, avec  $K_\alpha$ , le gain de conversion numérique égal à  $\frac{1}{12000}$  [312]. De cette façon, nous prenons en compte la conversion entre la valeur réelle du rapport cyclique et son équivalent numérique, compatible avec les signaux MLI générés par le micro-contrôleur DSPIC33 pour la mise en oeuvre numérique des régulations.

$$\alpha = K_\alpha * \alpha^{num} \quad (1)$$

Nous discrétisons les correcteurs PI, calculés en numérique, en effectuant une transformation en "z" par la méthode de Tustin (*bilinear*), à la fréquence (période) d'échantillonnage  $f_{ech}$  ( $T_{ech}$ ). Puis, nous convertissons en entier les valeurs des coefficients calculés dans la gamme de précision du micro-contrôleur DSPIC33 en procédant à un décalage de  $2^{16}$  (précision du micro-contrôleur [312]).

Nous rappelons la structure du convertisseur figure 1.

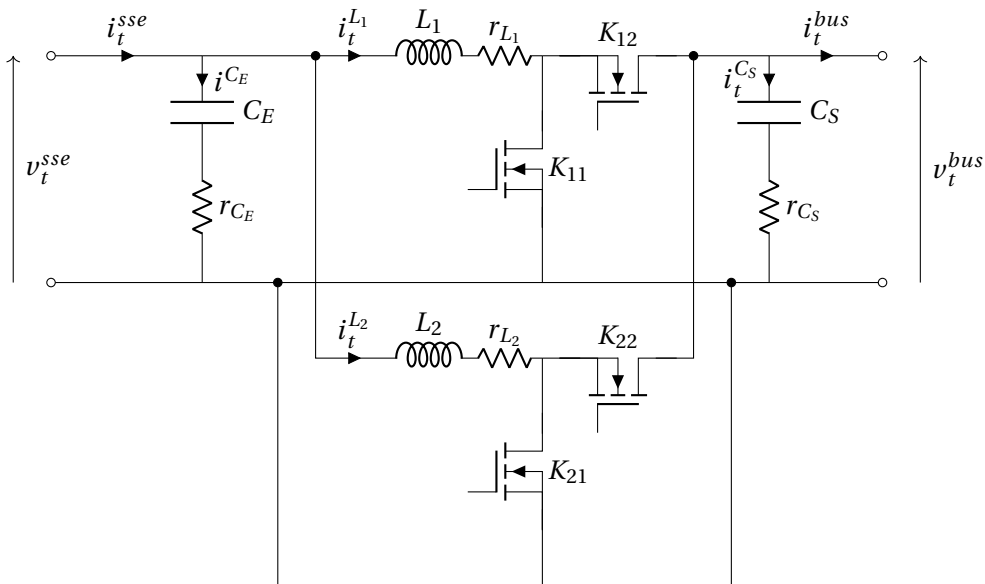


FIGURE 1 – Schéma électrique de l'ISBC

**Hypothèses globales permettant de simplifier l'architecture de puissance et la modélisation de l'ISBC** Pour simplifier le calcul des correcteurs, la structure de l'ISBC est modélisée comme un convertisseur réversible en courant avec une seule phase équivalente aux deux phases

en parallèles. Sachant que les deux phases ont été conçues avec les mêmes composants et dimensionnées pour une même puissance maximale égale à  $P_{max}/2$  correspondant à 500 W, et pour un courant pouvant varier entre  $-I_{max}/2$  et  $I_{max}/2$ , soit entre -10A et +10A, et comme en état, les deux phases fonctionnent en permanence en entrelacés, nous supposons que le comportement du convertisseur réel est celui d'un convertisseur pouvant transférer un courant maximal de  $\pm 20A$  et transmettre une puissance maximale de 1 kW. Dans la même démarche, pour simplifier la modélisation de l'ISBC, nous avons considéré que la structure se comporte comme une structure simple monophasé, équivalente aux deux phases en parallèle.

En plus de cette hypothèse, nous nous sommes basés sur les hypothèses simplificatrices présentées ci-dessous. L'ensemble de ces hypothèses nous permet de considérer l'ISBC comme le convertisseur équivalent représenté figure 2.

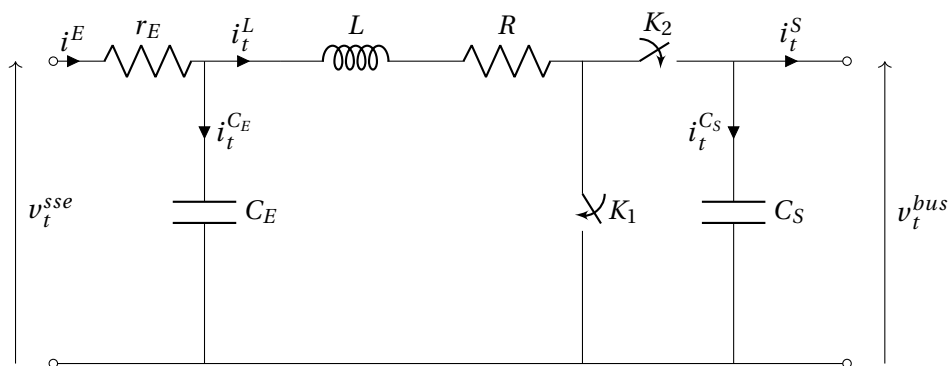


FIGURE 2 – Schéma électrique du modèle simplifié de l'ISBC

L'ISBC simulé sur Matlab/Simulink correspond à ce convertisseur et représenté par le schéma électrique de la figure 2.

- Les pertes dans les capacités d'entrée et de sortie, respectivement  $C_E$  et  $C_S$  sont négligeables par rapport aux autres pertes de la structure.
- La répartition des pertes notamment dans chaque composant actif n'est pas considérée directement en lien avec le composant.
- Les deux inductances ont les mêmes valeurs soit  $L_1$  est égale à  $L_2$ . Nous nommons alors  $L_{ph}$  qui représente l'inductance d'une phase quelque soit la phase.
- L'inductance équivalente globale,  $L$ , du modèle monophasé représentant le convertisseur fonctionnant avec les 2 phases entrelacées est supposée égale à  $L_{ph}/2$ . Par conséquent, nous supposons un éloignement suffisant entre les deux inductances et nous considérons le couplage entre les inductances de chaque phase nul.
- Les interrupteurs  $K_{11}$ ,  $K_{12}$ ,  $K_{21}$ ,  $K_{22}$  correspondant respectivement aux composants actifs de la phase 1 et de la phase 2 et ayant les mêmes références de fabricant, nous les considérons identiques. Ils ont donc les mêmes paramètres technologiques et les mêmes

perdes. Les deux cellules de commutation sont donc réduites à une seule cellule de commutation dont les interrupteurs dans le schéma équivalent monophasé seront nommés  $K_1$  et  $K_2$ .

- Une résistance équivalente  $r_E$ , mise en entrée du convertisseur, représente l'ensemble des autres pertes.
- Une résistance globale,  $R$ , représente l'ensemble des pertes dans chaque phase. Pour chaque phase les pertes dans la phase sont considérées identiques et modélisées par une résistance globale de phase  $R_1$  et  $R_2$ , d'où  $R_{ph}$ ,  $R_1$  et  $R_2$  sont égales. Lorsque le convertisseur fonctionne avec les deux phases entrelacées, nous considérons alors  $R$  égale à  $R_{ph}/2$ .

Toutefois, nous avons pris en compte certaines caractéristiques des composants électriques réels en regroupant l'ensemble des phénomènes résistifs parasites en deux résistances, une en entrée notée  $r_E$  et communes aux deux phases et une en série avec l'inductance notée  $R$ .

**Identification de  $r_E$ ,  $R$  et  $L$  du modèle simplifié de l'ISBC** Pour simuler notre convertisseur au plus proche des valeurs réelles des composants, nous avons identifié en BO pour différentes valeurs de rapport cyclique et en régime établi, les paramètres  $L$ ,  $R$  et  $r_E$  dans le cas des deux phases entrelacées puis pour la phase n°1 et ensuite la phase n°2 uniquement. C'est lors de cette étude que nous avons réalisé qu'il existait une résistance commune aux deux phases du convertisseur, car en identifiant  $L$  et  $R$  pour chaque phase indépendamment nous ne retrouvions pas la valeur attendue lors du fonctionnement avec deux phases entrelacées, soit la moitié de la résistance totale.

Nous identifions premièrement  $L_{ph}$  sur une phase à partir de l'ondulation du courant circulant dans l'inductance de la phase. La figure 3 montre les différents signaux à l'oscilloscope lors de la mesure de  $L_2$ .

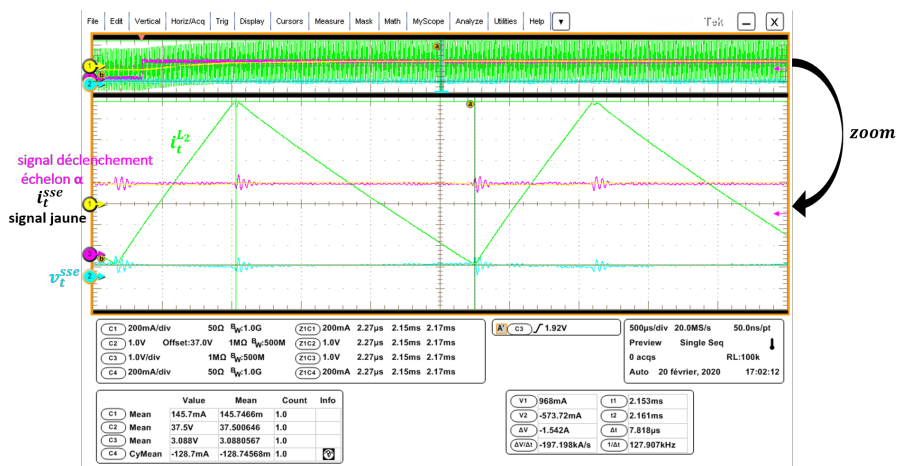


FIGURE 3 – Réalisation de la mesure pour déterminer la valeur de  $L_2$

Lors de cette mesure, nous avons la tension du SSE en régime permanent  $V_0^{sse}$  égal à 37.35 V, la tension du bus  $V_0^{bus}$  fixée à 56 V, l'ondulation du courant dans l'inductance  $\Delta i^L$  égale à 1.542 A, et un échelon de rapport cyclique en numérique,  $\alpha^{num}$ , de +10 autour d'un rapport cyclique en numérique à l'équilibre,  $\alpha_0^{num}$ , égal à 4000, ce qui correspond à un rapport cyclique réel  $\alpha_0$  de 0.33. Nous avons alors déterminé  $L_2$  grâce à l'équation 2 et supposé que  $L_1 = L_2$  et ainsi déduit  $L$  grâce à l'équation 3.

$$L_2 = \frac{V_0^{sse} * \alpha_0^{num} * K_\alpha * T_{dec}}{\Delta i_t^{L_2}} = 93.658 \mu H \quad (2)$$

$$L = \frac{L_1}{2} = \frac{L_2}{2} = \frac{L_{ph}}{2} = 46.829 \mu H \quad (3)$$

En BO et en régime établi,  $K^{BO^I}$  correspond au gain statique du système correspondant au courant dans l'inductance en fonction du rapport cyclique, soit le système représenté par la fonction de transfert  $BO_p^I$  (équation 11). Ce gain est donné par l'équation 4 où  $R_{eq}$  est la résistance équivalente dans le convertisseur considéré (ce gain que nous déterminons grâce au calcul de la fonction de transfert de la BdC en BO, explicité dans la sous section suivante, et donnée par l'équation 11).

$$K^{BO^I} = \frac{V_0^{bus}}{R_{eq}} \quad (4)$$

Nous mesurons à différents échelons de rapport cyclique  $\Delta\alpha$ , la chute de tension en sortie du convertisseur en régime établi  $\Delta v^{bus}$  ainsi que la réponse du courant du SSE  $\Delta i^{sse}$ , pour une phase active puis pour les deux phases actives en mode entrelacé. Ensuite, nous pouvons résoudre le système de deux équations à deux inconnues nous permettant de trouver les valeurs de  $r_E$  et  $R_{ph}$ , considérant la résistance  $R_{ph}$  égale à  $R_1$  elle-même égale à  $R_2$ , puis nous déterminons  $R$  égale à  $\frac{R_{ph}}{2}$ .

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\Delta i^{sse}}{\Delta\alpha} = \frac{\Delta v^{bus}}{r_E + 2R} = \frac{\Delta v^{bus}}{r_E + R_{ph}} \text{ pour 1 phase active} \\ \frac{\Delta i^{sse}}{\Delta\alpha} = \frac{\Delta v^{bus}}{r_E + R} \text{ pour 2 phases actives} \end{array} \right. \quad (5)$$

Nous réalisons cette mesure pour différents échelons, et nous conservons la valeur de  $R$  correspondant au pire cas techniquement mesurable. Le pire cas correspond à la résistance minimum, en effet le gain  $K^{BO^I}$  augmente quand  $R$  diminue. Nous nous plaçons dans le pire cas, soit pour le gain maximum qui engendre le dépassement maximum. Nous fixons les paramètres du correcteur dans ces conditions. Par conséquent, si la limite de dépassement en régulation est respectée dans ce cas, elle le sera aussi dans tous les autres cas, puisque le gain sera a priori plus faible. Le temps de réponse dans le pire cas sera le plus long puisque nous calculons pour limiter le plus grand dépassement, donc nous ralentissons au maximum notre système. Nous prenons le cas qui correspond à  $\alpha_0^{num}$  égal à 3600,  $I_0^{sse}$  égal à 5.9A,  $r_E$  comprise entre [81.8,83.7] m $\Omega$ ,



$R_1$  égale à  $103.2m\Omega$  et  $R_2$  égale à  $99.4m\Omega$ . Nous prendrons donc  $R_{ph}$  environ égale à  $100m\Omega$  d'où  $R$  égale à  $50m\Omega$  et  $r_E$  égale à  $80m\Omega$ . Les valeurs des paramètres du convertisseur utilisées en simulation sont résumées dans le tableau 1.

TABLE 1 – Valeurs des paramètres de l'ISBC

Composants	Valeurs théoriques ( <i>datasheets</i> )	Valeurs utilisées en simulation
$L_1, L_2, L$ [H]	$100e^{-6}$ et $r_L = 0.025 \Omega$ (pour chaque phase)	$L = 46.829e^{-6}$ pour 2 phases
$r_E$ [ $\Omega$ ]	-	$80e^{-3}$
$R$ [ $\Omega$ ]	-	$50e^{-3}$ pire cas pour 2 phases
$C_E$ [F]	$492e^{-6}$	valeur théorique
$C_S$ [F]	$470e^{-6}$	valeur théorique

En simulation, les valeurs des capacités  $C_E$  et  $C_S$  des filtres d'entrée et de sortie sont fixées aux valeurs théoriques données par les *datasheets* des capacités réelles placées sur la carte électronique.

### B.1 Asservissement du courant

L'objectif de cette régulation est de piloter le courant du SSE, noté  $i_t^{sse}$ . Dans un premier temps nous nous plaçons en mode décharge, le courant est donc considéré positif.

**Hypothèses pour établir la BdC** Le schéma électrique du convertisseur présenté figure 2 devient le schéma de la figure 4 qui représente alors le modèle du convertisseur du point de vue de la BdC et grâce aux hypothèses énoncées ci-dessous.

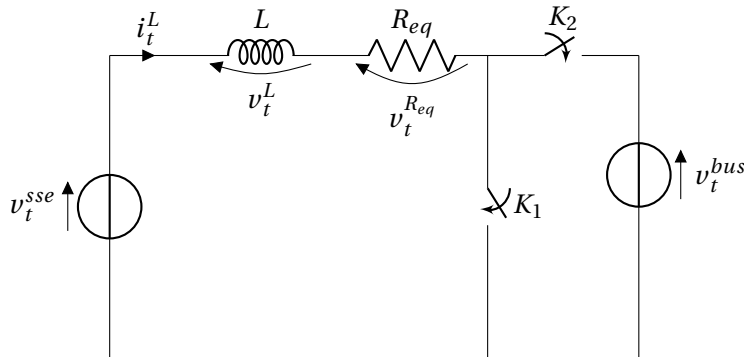


FIGURE 4 – Schéma électrique du modèle de l'ISBC pour la BdC

- La dynamique des variations de courant dans un convertisseur est par nature plus rapide que celle des variations de tension. Ce constat, très largement utilisé dans la littérature, nous permet de faire l'hypothèse que du point de vue de la BdC, les tensions sont

constantes. Cette hypothèse permet de considérer à l'échelle de la régulation du courant le SSE et le bus DC comme deux sources de tension constantes et de valeurs respectives  $v_t^{sse}$  et  $v_t^{bus}$  correspondant à un point de fonctionnement donné,  $V_0^{sse}$  et  $V_0^{bus}$ . Nous pouvons alors négliger pour cette étude l'influence des deux filtres d'entrée et de sortie (réalisés par les condensateurs  $C_E$  et  $C_S$ ).

- Avec l'hypothèse précédente et sachant que dans ce mode, le SSE fonctionne en décharge, le convertisseur est en mode *boost* et le courant  $i_t^L$  est alors égal au courant de décharge du SSE,  $i_t^{sse}$ . Cependant, en réalité le capteur de courant est placé sur l'entrée du convertisseur avant le filtre d'entrée, soit en amont de la capacité d'entrée. Nous mesurons donc réellement  $i_t^{sse}$ , qui est égal dans le cas du système réel au courant moyen traversant l'inductance et dans le cas du modèle représenté par le schéma électrique 4 égal à  $i_t^L$ . Pour la simulation sur Matlab/Simulink, nous avons simulé la régulation de la BdC à partir de la mesure de  $i_t^{sse}$ , comme dans le système réel.
- De plus, pour simplifier la démarche de modélisation, le filtre d'entrée étant négligé nous pouvons considérer alors une unique résistance, notée  $R^{eq}$ , représentant l'ensemble des pertes de la structure. Cette résistance équivalente du convertisseur  $R_{eq}$  est égale à la somme de  $r_E$  et  $R$ , soit  $R_{eq}$  égale à  $130m\Omega$ .

**Calcul de la fonction de transfert en BO de la BdC** À partir du schéma de la figure 4, nous pouvons écrire, sur une période de découpage, l'expression 6 du courant instantané dans l'inductance en fonction du temps,  $i_t^L$ , avec  $\alpha$  le rapport cyclique.

$$\left. \begin{array}{l} [0; \alpha T_{dec}] \\ v_t^{sse} - v_t^L - v_t^{R_{eq}} = 0 \\ v_t^L = L \frac{di_t^L}{dt} = v_t^{sse} - R_{eq} * i_t^L \end{array} \right| \left. \begin{array}{l} [\alpha T_{dec}; T_{dec}] \\ v_t^{sse} - v_t^L - v_t^{R_{eq}} - v_t^{bus} = 0 \\ v_t^L = L \frac{di_t^L}{dt} = v_t^{sse} - v_t^{R_{eq}} - v_t^{bus} \end{array} \right\} \quad (6)$$

Ces équations permettent de décrire l'évolution de la variable d'état  $i_t^L$ , correspondant au courant dans l'inductance. Cependant la forme instantanée utilisée en équation 6 présente une discontinuité sur la période de découpage et dépend de l'état des interrupteurs. Pour s'affranchir de cette non-linéarité, nous calculons cette variable d'état en valeur moyenne. Nous pouvons alors considérer  $\langle \alpha_t \rangle$  le signal de commande moyen sur la période de découpage et écrire la valeur moyenne de la variable d'état,  $\langle i_t^L \rangle$ . Chaque valeur moyenne du signal  $\langle x_t \rangle$  peut alors se décomposer et s'écrire sous la forme "petit signal" décrite par l'équation 7, avec  $X_0$  une valeur constante de notre signal  $\langle x_t \rangle$  pour un point de fonctionnement à l'équilibre (en régime établi, statique) et  $\tilde{x}_t$  une variation faible en fonction du temps, autour de  $X_0$  et lente devant la période de découpage.

$$\langle x_t \rangle = X_0 + \tilde{x}_t \quad (7)$$

En appliquant cette méthode nous écrivons donc le modèle moyen "petit signal" du courant dans l'inductance. Les deux équations présentées en 6 deviennent alors l'équation 8 puis

l'équation 9.

$$L \frac{d \langle i_t^L \rangle}{dt} = \langle v_t^{sse} \rangle - R_{eq} * \langle i_t^L \rangle - (1 - \langle \alpha_t \rangle) * \langle v_t^{bus} \rangle \quad (8)$$

$$L \frac{d(I_0^L + \tilde{i}_t^L)}{dt} = V_0^{sse} + v_t^{sse} - R_{eq} * (I_0^L + \tilde{i}_t^L) - (1 - \alpha_0 - \tilde{\alpha}_t)(V_0^{bus} + v_t^{bus}) \quad (9)$$

À l'échelle de la BdC et compte tenu des hypothèses de fonctionnement mentionnées précédemment :

- les variables  $v_t^{sse}$  et  $v_t^{bus}$  sont considérées nulles ;
- le terme  $(1 - \alpha_0)V_0^{bus}$  est égal à  $V_0^{sse} - R_{eq}I_0^L$  ;
- la dérivée de  $I_0^L$  est nulle ;
- le produit de deux variations faibles est très petit, donc  $\tilde{\alpha}_t v_t^{bus}$  est négligeable.

Nous obtenons alors l'équation d'état 10 en modèle moyen "petit signal" et pouvons en déduire la fonction de transfert de la BdC en BO dans la domaine de Laplace,  $BO_p^I$  (11).

$$L \frac{d\tilde{i}_t^L}{dt} = -R_{eq} * \tilde{i}_t^L + \tilde{\alpha}_t * V_0^{bus} \xrightarrow{\mathcal{L}} Lp * \tilde{i}_p^L = -R_{eq} * \tilde{i}_p^L + \tilde{\alpha}_p * V_0^{bus} \quad (10)$$

$$BO_p^I = \frac{\tilde{i}_p^L}{\tilde{\alpha}_p} = \frac{V_0^{bus}}{R_{eq}} \frac{1}{\frac{L}{R_{eq}}p + 1} = K^{BO^I} \frac{1}{\tau^{BO^I}p + 1} \quad (11)$$

Avec,  $K^{BO^I}$  et  $\tau^{BO^I}$  respectivement le gain statique et la constante de temps du système tel que :

- $K^{BO^I} = \frac{V_0^{bus}}{R_{eq}}$  ;
- $\tau^{BO^I} = \frac{L}{R_{eq}}$ .

**Calcul des paramètres du correcteur PI de la BdC** Nous représentons l'asservissement du système en modèle moyen "petit signal" grâce au schéma bloc de la figure 5. Sur ce schéma nous utilisons l'expression numérique des variables puisque ce sont ces valeurs qui seront par la suite discrétisées et implémentées dans le micro-contrôleur. La variable d'état  $\tilde{i}_p^L$  devient alors  $i_p^{L,num}$  et est égale au produit  $a_{CAN}^L \tilde{i}_p^L$  avec  $a_{CAN}^L$  le gain du CAN de l'ADC du micro-contrôleur. Nous notons la consigne de l'asservissement  $i_p^{L*,num}$ .

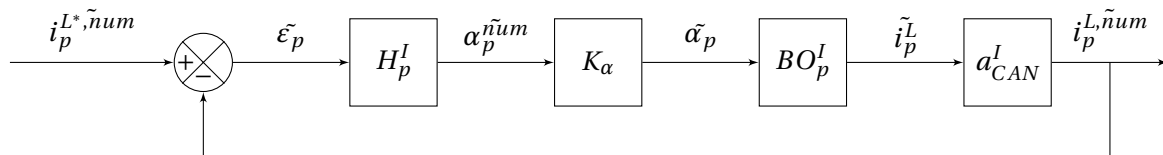


FIGURE 5 – Schéma bloc de la BdC numérique en BF à partir de la modélisation moyenne "petit signal"

Le bloc  $H_p^I$  représente la fonction de transfert du correcteur PI dont nous cherchons à calculer les paramètres,  $k_{PI}^I$  et  $\tau_{PI}^I$ , tel que décrit par l'équation 12.

$$H_p^I = k_{PI}^I * \frac{1 + \tau_{PI}^I p}{\tau_{PI}^I p} \quad (12)$$

A partir du schéma bloc 5, nous pouvons écrire la fonction de transfert de la BO corrigée, à savoir  $BOc_p^I$ , par l'équation 13 puis, l'équation de la fonction de transfert en BF,  $BF_p^I$ , par l'équation 14. Nous posons dans ces expressions  $K^{BF^I}$  qui est égal au produit  $K^{BO^I} K_\alpha a_{CAN}^I k_{PI}^I$ .

$$BOc_p^I = \frac{K^{BO^I} * K_\alpha * a_{CAN}^I * k_{PI}^I * (1 + \tau_{PI}^I p)}{p \tau_{PI}^I (\tau^{BO^I} p + 1)} = \frac{K^{BF^I} (1 + \tau_{PI}^I p)}{p \tau_{PI}^I (\tau^{BO^I} p + 1)} \quad (13)$$

$$BF_p^I = \frac{BOc_p^I}{1 + BOc_p^I} = \frac{K^{BF^I} * (1 + \tau_{PI}^I p)}{p^2 \frac{\tau^{BO^I} \tau_{PI}^I}{K^{BF^I}} + p \left( \frac{\tau_{PI}^I}{K^{BF^I}} + \tau_{PI}^I \right) + 1} \quad (14)$$

Par identification entre le dénominateur de la fonction de transfert  $BF_p^I$  et la forme caractéristique du dénominateur de la fonction de transfert d'un système du second ordre, donnée par l'équation 15, nous pouvons identifier les paramètres du correcteur PI,  $k_{PI}^I$  et  $\tau_{PI}^I$ , donnés par l'équation 16.

$$Den_p = \frac{p^2}{w_n^2} + \frac{2\zeta}{w_n} p + 1 \quad (15)$$

$$\begin{cases} k_{PI}^I = \frac{\tau^{BO^I} \tau_{PI}^I w_n^2}{K^{BO^I} * a_{CAN}^I * K_\alpha} \\ \tau_{PI}^I = \frac{2\zeta \tau^{BO^I} w_n - 1}{\tau^{BO^I} w_n^2} \end{cases} \quad (16)$$

**Fonction de transfert en BO de la BdC en charge** Quand le SSE est en charge, soit quand le convertisseur fonctionne en *buck*, le schéma de la figure 4 devient le schéma 6. Dans ce cas, le courant  $i_t^I$  tel qu'il est dessiné sur le schéma 6 est négatif et nous rappelons que nous pilotons le convertisseur en appliquant le signal MLI sur l'interrupteur  $K_1$  et son signal complémentaire sur  $K_2$ . Cela revient à commander un convertisseur *buck* classique en considérant que nous pilotons l'interrupteur  $K_2$  au rapport cyclique  $1 - \alpha$  et avec un courant négatif.

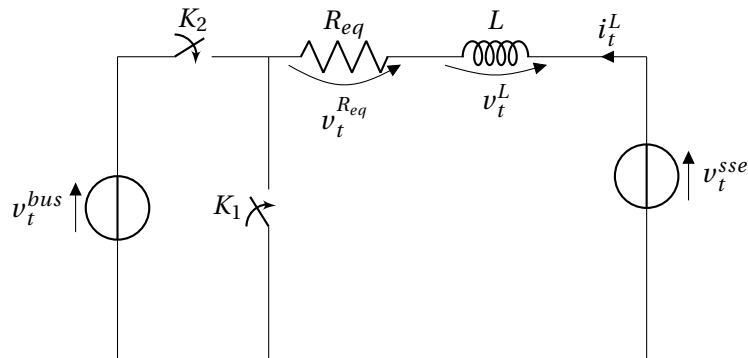


FIGURE 6 – Schéma électrique du modèle de l'ISBC pour la BdC dans le sens abaisseur de tension (SSE en charge)

Dans ces conditions, nous retrouvons les équations du système d'équation 6 sur chaque partie de la période de découpage  $[0; \alpha T_{dec}]$  et  $[\alpha T_{dec}; T_{dec}]$ . La fonction de transfert qui en découle est donc équivalente à ce qui vient d'être détaillé en décharge, lorsque le convertisseur fonctionne en élévateur. Pour la BdC, le correcteur est donc le même dans les deux modes de fonctionnement du SSE et il s'applique dans les deux sens de fonctionnement du convertisseur.

## B.2 Asservissement de la tension du SSE à partir du courant

**Hypothèses pour établir la BdT du SSE** Le schéma électrique 7 représente le modèle du convertisseur permettant de mettre en oeuvre la régulation de la BdT du SSE en considérant les hypothèses exprimées ci-dessous.

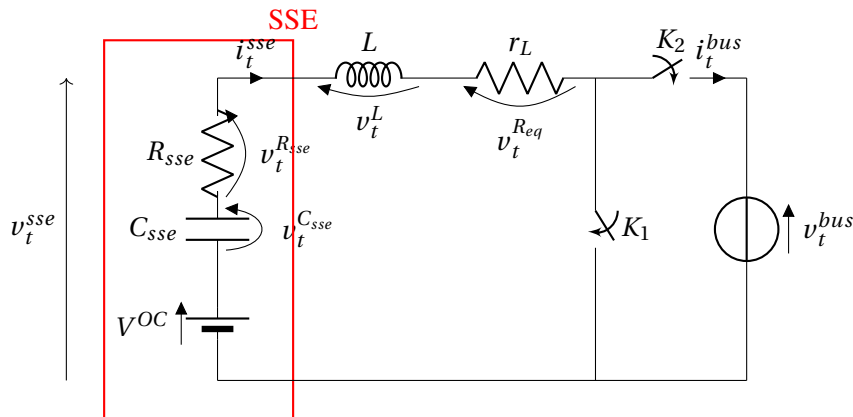


FIGURE 7 – Schéma électrique du modèle de l'ISBC pour la BdT du SSE

- En mode charge du SSE, pour réguler la tension du SSE lorsque celle-ci atteint la tension limite maximale (égale à la tension de CV), nous considérons le bus comme une source

de tension fixe. Autour du point de fonctionnement pour lequel nous modélisons les convertisseurs en valeur moyenne "petit signal", le SSE peut être modélisé comme un source de tension,  $V^{OC}$ , en série avec une résistance,  $R_{sse}$  et une capacité  $C_{sse}$ . Ce modèle est une version simple de modèle ECM et semble approprié vu les dynamiques rapides des régulations et le fait que nous modélisons notre système autour d'un point de fonctionnement à l'équilibre (cf. chapitre III).

- Nous pilotons  $i_t^{sse}$ , le courant du SSE, considéré dans ce cas et dans ces conventions négatif.

Dans ce sens de fonctionnement et avec les conventions choisies, la BdT du SSE revient à réguler la tension de sortie d'un *buck* "classique", pilotée avec le courant de sortie et dont le MOSFET commandé est  $K_2$ .

**Calcul de la fonction de transfert en BO de la BdT du SSE** La tension du SSE peut s'écrire en fonction du courant suivant l'équation 17.

$$\begin{aligned} C_{sse} \frac{d}{dt} v_t^{C_{sse}} &= -i_t^{sse} \\ \Leftrightarrow C_{sse} \frac{d}{dt} (v_t^{sse} + R_{sse} * i_t^{sse} - V^{OC}) &= -i_t^{sse} \end{aligned} \quad (17)$$

Nous passons en modélisation moyenne "petit signal" et simplifions les équations puisque la dérivé de  $V^{OC}$  est nulle de même que le courant  $I_0^{sse}$  à l'équilibre, égal à  $C_{sse} \frac{dV_0^{sse}}{dt}$  (équation 18). Puis, nous transformons cette expression dans le domaine de Laplace et enfin nous trouvons la fonction de transfert en BO de la BdT du SSE (équation 19).

$$\begin{aligned} C_{sse} \frac{d}{dt} (V_0^{sse} + v_t^{\tilde{s}se} + R_{sse} * (I_0^{sse} + i_t^{\tilde{s}se}) - V^{OC}) &= -(I_0^{sse} + i_t^{\tilde{s}se}) \\ \Leftrightarrow C_{sse} \frac{d}{dt} v_t^{\tilde{s}se} + R_{sse} \frac{d}{dt} i_t^{\tilde{s}se} &= -i_t^{\tilde{s}se} \\ \Leftrightarrow p * v_p^{\tilde{s}se} = -p \frac{R_{sse}}{C_{sse}} i_p^{\tilde{s}se} - \frac{1}{C_{sse}} i_p^{\tilde{s}se} \end{aligned} \quad (18)$$

$$BO_p^{sse} = \frac{v_p^{\tilde{s}se}}{i_p^{\tilde{s}se}} = -\frac{(1 + pC_{sse}R_{sse})}{pC_{sse}} \quad (19)$$

**Calcul des paramètres du correcteur PI de la BdT du SSE** Le système en BF de la BdT du SSE peut être représenté par le schéma bloc 8, où  $H_p^{sse}$  représente la fonction de transfert du correcteur PI et  $a_{CNA}^I$  le gain de conversion numérique/analogique pour la consigne de courant de la BdC en BF.

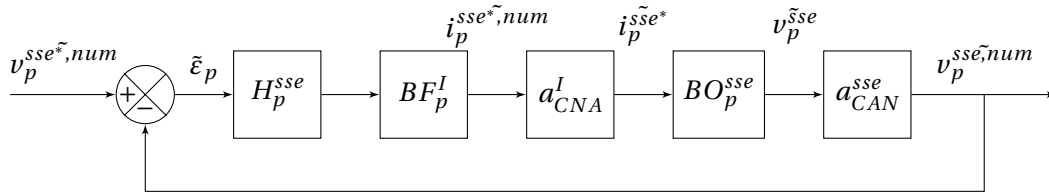


FIGURE 8 – Schéma bloc de la BdT du SSE en numérique et en BF à partir du modèle moyen "petit signal"

Du point de vue de la BdT du SSE, la BdC en BF correspond à un gain unitaire (soit  $BF_p^I$  est égal à 1), considérant sa dynamique rapide par rapport à la BdT. Pour le calcul des paramètres du PI,  $H_p^{sse}$ , notés  $k_{PI}^{sse}$  et  $\tau_{PI}^{sse}$ , nous appliquons la même méthode d'identification entre le dénominateur de la fonction de transfert en BF (équation 21) et l'équation caractéristique du dénominateur d'un système du second ordre. Nous posons  $\tau^{BO^{sse}}$  égal à  $C_{sse} * R_{sse}$  la constante de temps du système en BO. Nous trouvons l'expression de  $k_{PI}^{sse}$  et  $\tau_{PI}^{sse}$  correspondant aux équations 22 pour la BdT du SSE.

$$BOC_p^{sse} = -a_{CNA}^I * a_{CAN}^{bus} \frac{(\tau^{BO^{sse}} p + 1) k_{PI}^{sse} (1 + \tau_{PI}^{sse})}{C_{sse} p \tau_{PI}^{sse} p} = -\frac{a_{CNA}^I * a_{CAN}^{sse} * k_{PI}^{sse} (\tau^{BO^{sse}} p + 1) (\tau_{PI}^{sse} p + 1)}{C_{sse} \tau_{PI}^{sse} p^2} \quad (20)$$

$$BF_p^{sse} = \frac{a_{CNA}^I * a_{CAN}^{sse} * k_{PI}^{sse} (\tau^{BO^{sse}} p + 1) (\tau_{PI}^{sse} p + 1)}{C_{sse} \tau_{PI}^{sse} * p^2 - a_{CNA}^I * a_{CAN}^{sse} * k_{PI}^{sse} (\tau^{BO^{sse}} p + 1) (\tau_{PI}^{sse} p + 1)} \quad (21)$$

$$\begin{cases} \tau_{PI}^{sse} = \frac{2\zeta}{\omega_n} - \tau^{BO^{sse}} \\ k_{PI}^{sse} = -\frac{\tau_{PI}^{sse} * C_{sse}}{a_{CNA}^I * a_{CAN}^{sse} * (\frac{1}{\omega_n^2} - \tau_{PI}^{sse} * \tau^{BO^{sse}})} \end{cases} \quad (22)$$

**Identification de  $R_{sse}$ ,  $C_{sse}$  et  $V^{OC}$  du modèle du SSE pour la BdT du SSE** Afin de calculer les correcteurs autour d'un point de fonctionnement et au plus près des valeurs réelles du banc "mini-OPA", nous identifions les valeurs de  $R_{sse}$ ,  $C_{sse}$  et  $V^{OC}$  à partir des mesures réelles sur un échelon de courant. La figure 9 montre une capture d'écran de l'oscilloscope lors d'une de ces mesures, pour un échelon de courant et dans le cas où le SSE est constitué de trois VRLAB RS AGM en série (cf. chapitre II).

Ce test est réalisé une fois le correcteur de la BdC mis en oeuvre. Nous pouvons alors réguler le courant en charge et en décharge du SSE. Nous allumons donc la source programmable du banc "mini-OPA" et réglons le courant pour une consigne fixe générant un échelon de courant, imposée et écrite dans le micro-contrôleur. Nous récupérons ensuite sur Matlab les mesures de courant et de tension,  $i_t^{sse}$  et  $v_t^{sse}$ , à partir desquelles nous identifions  $R_{sse}$ ,  $C_{sse}$  et  $V^{OC}$  de manière automatique grâce à un code développé durant la thèse et basé sur la fonction "srest"

de Matlab. Nous reproduisons cette démarche et identifions  $R_{sse}$ ,  $C_{sse}$  et  $V^{OC}$  à chaque fois que le SSE associé au convertisseur change.

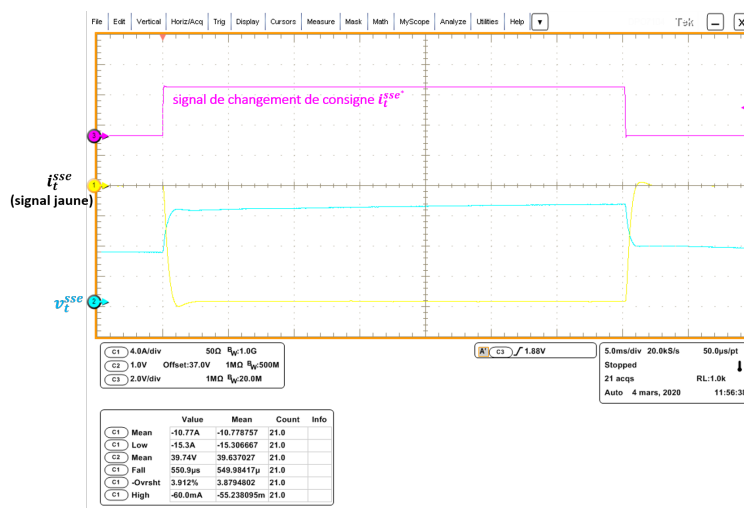


FIGURE 9 – Capture d'écran de l'oscilloscope lors du test permettant d'identifier  $R_{sse}$ ,  $C_{sse}$  et  $V^{OC}$  pour la BdT du SSE

### B.3 Asservissement de la tension côté bus DC à partir du courant

**Hypothèses pour établir la BdT du bus** Le schéma électrique du modèle de l'ISBC pour la BdT du bus est donné figure 10.

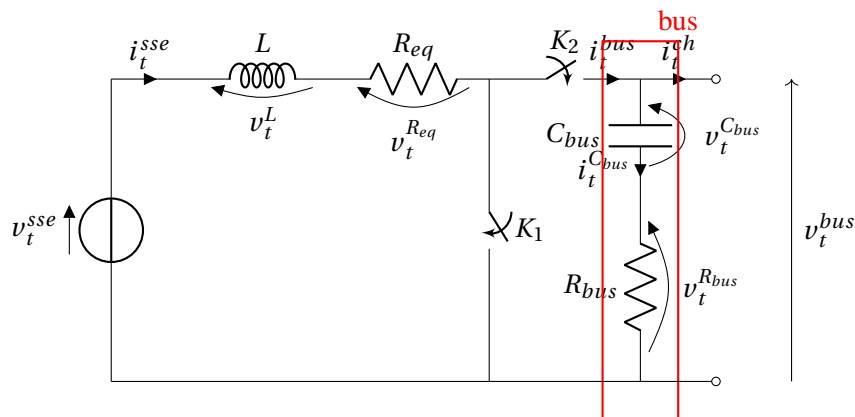


FIGURE 10 – Schéma électrique du modèle de l'ISBC pour la mise au point de la BdT du bus

En amont de la cellule de commutation, nous faisons les mêmes hypothèses que pour la BdC, soit nous négligeons le filtre d'entrée du convertisseur. En sortie, nous modélisons le bus



continu par une capacité en série avec une résistance, respectivement  $C_{bus}$  et  $R_{bus}$ . Enfin nous rappelons que nous mesurons réellement la tension du convertisseur côté bus DC,  $v_t^{CVSsse}$ , mais que nous la considérons égale à  $v_t^{bus}$  que nous cherchons à réguler. Le courant  $i_t^{ch}$  est le courant demandé par la charge connectée au bus.

**Calcul de la fonction de transfert en BO de la BdT du bus** À partir du schéma électrique 10, nous trouvons l'expression de  $v_t^{Cbus}$  correspondant à l'équation 23.

$$\begin{aligned} C_{bus} \frac{dv_t^{Cbus}}{dt} &= i_t^{Cbus} \\ \Leftrightarrow C_{bus} \frac{d(v_t^{bus} - R_{bus} * (i_t^{bus} - i_t^{ch}))}{dt} &= (i_t^{bus} - i_t^{ch}) \end{aligned} \quad (23)$$

Sur  $[0, \alpha * T_{dec}]$ ,  $i_t^{bus}$  est nul et sur  $[\alpha * T_{dec}, T_{dec}]$ ,  $i_t^{bus}$  est égal à  $i_t^{sse}$ . Nous pouvons donc écrire en valeur moyenne que  $\langle i_t^{bus} \rangle$  est égal à  $(1 - \langle \alpha_t \rangle) * \langle i_t^{sse} \rangle$ . Nous avons alors l'équation 24.

$$\begin{aligned} C_{bus} \frac{d}{dt} \left( \langle v_t^{bus} \rangle - R_{bus} * ((1 - \langle \alpha_t \rangle) * \langle i_t^{sse} \rangle - \langle i_t^{ch} \rangle) \right) \\ = (1 - \langle \alpha_t \rangle) * \langle i_t^{sse} \rangle - \langle i_t^{ch} \rangle \end{aligned} \quad (24)$$

Comme précédemment, nous linéarisons ces équations autour d'un point de fonctionnement à l'équilibre en utilisant le modèle moyen "petit signal" et nous obtenons l'équation 25 après avoir simplifié en supprimant tous les termes constants et dérivés nuls.

$$\begin{aligned} C_{bus} \frac{d}{dt} \left( v_t^{\tilde{bus}} - R_{bus}(1 - \alpha_0) * i_t^{\tilde{sse}} + R_{bus} \tilde{\alpha}_t I_0^{sse} + R_{bus} i_t^{\tilde{ch}} \right) \\ = (1 - \alpha_0) I_0^{sse} + (1 - \alpha_0) i_t^{\tilde{sse}} - \tilde{\alpha}_t * I_0^{sse} - I_0^{ch} - i_t^{\tilde{ch}} \end{aligned} \quad (25)$$

Le terme de droite de l'équation 25 égal à  $(1 - \alpha_0) I_0^{sse} - I_0^{ch}$  est constant, nous pouvons donc simplifier l'équation en négligeant ce terme d'un point de vu "petit signal". Nous utilisons ensuite la transformée de Laplace pour exprimer la fonction de transfert du système (équation 26).

$$v_p^{\tilde{bus}} = i_p^{\tilde{sse}}(1 - \alpha_0) \left( \frac{1}{C_{bus}p} + R_{bus} \right) - \tilde{\alpha}_p I_0^{sse} \left( \frac{1}{C_{bus}p} + R_{bus} \right) - i_p^{\tilde{ch}} * \left( \frac{1}{C_{bus}p} + R_{bus} \right) \quad (26)$$

Nous pouvons alors noter  $BO_p^{bus}$ , la fonction de transfert en BO de la BdT du bus et  $P'_p$  et  $P''_p$  deux perturbations, telles que décrites par l'équation 27, avec  $v_p^{\tilde{bus}}$  et  $v''_p^{\tilde{bus}}$ , les variations

de tension respectivement liées aux perturbations  $P'_p$  et  $P''_p$ .

$$\begin{cases} BO_p^{bus} = \frac{v_p^{\tilde{bus}}}{i_{sse}^p} = (1 - \alpha_0) * \frac{R_{bus} C_{bus} p + 1}{C_{bus} p} \\ P'_p = \frac{v_p^{\tilde{bus}}}{\tilde{\alpha}_p} = -I_0^{sse} * \frac{R_{bus} C_{bus} p + 1}{C_{bus} p} \\ P''_p = \frac{v_p^{''bus}}{i_p^{ch}} = -\frac{R_{bus} C_{bus} p + 1}{C_{bus} p} \end{cases} \quad (27)$$

Nous posons :

- $K^{BO^{bus}} = (1 - \alpha_0)$ , le gain du système en BO,
- $\tau^{BO^{bus}} = R_{bus} * C_{bus}$ .

**Vérification du rejet des perturbations  $P'_p$  et  $P''_p$  de la BdT du bus en BF** Nous avons le schéma bloc en numérique et en modèle moyen "petit signal" de la BF pour la BdT du bus donné figure 11(a) avec la consigne en numérique  $v_p^{bus^*,num}$ ,  $H_p^{bus}$  le correcteur PI et  $a_{CAN}^{bus}$  le gain du CAN lors de la mesure de tension côté bus DC du convertisseur.

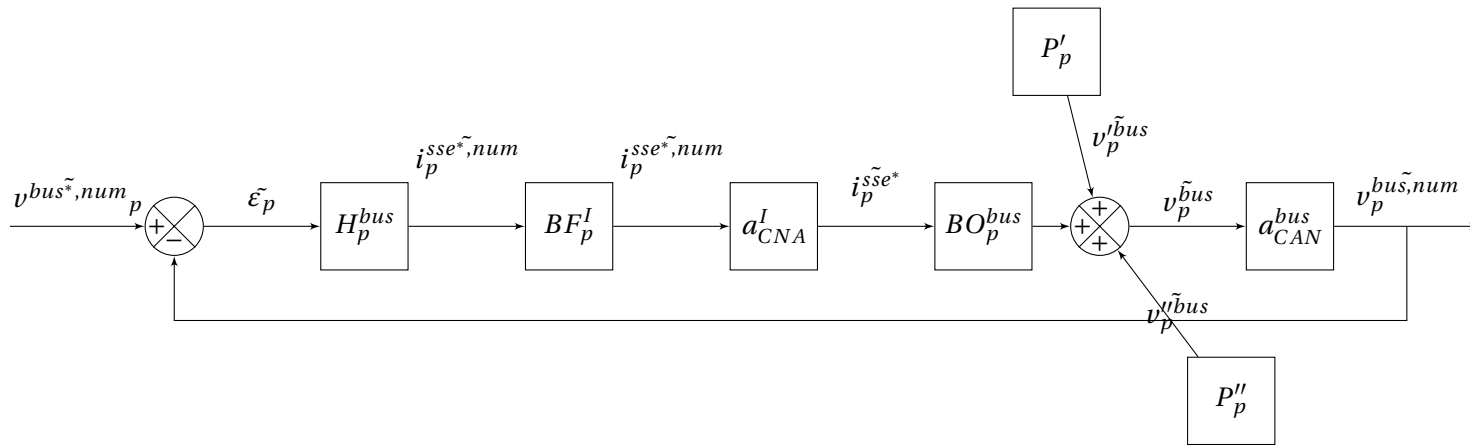
Avant de calculer les paramètres du correcteur, nous vérifions analytiquement qu'un correcteur de type PI tel que nous l'envisageons, permet bien de rejeter les perturbations  $P'_p$  et  $P''_p$ . Pour cela, nous considérons le système asservi, soit en BF, avec une consigne nulle. De plus, pour étudier le rejet de  $P'_p$ , nous considérons également que la perturbation  $P''_p$  est nulle. De même, pour évaluer le rejet de la perturbation  $P''_p$ , nous considérons que la perturbation  $P'_p$  est nulle. Il résulte de ces hypothèses les deux schémas blocs de la figure 11(b) lorsque nous cherchons à vérifier que la perturbation  $P'_p$  est bien rejetée et, de la figure 11(c) lorsque nous vérifions le rejet de la perturbation  $P''_p$ .

À partir du schéma bloc figure 11(b), nous pouvons écrire l'équation 28, en sachant que  $BF_p^I$  est égal à 1 à l'échelle de la BdT du bus et que  $H_p^{bus}$  a la forme générale d'un PI avec  $k_{PI}^{bus}$  et  $\tau_{PI}^{bus}$  les paramètres du correcteur.

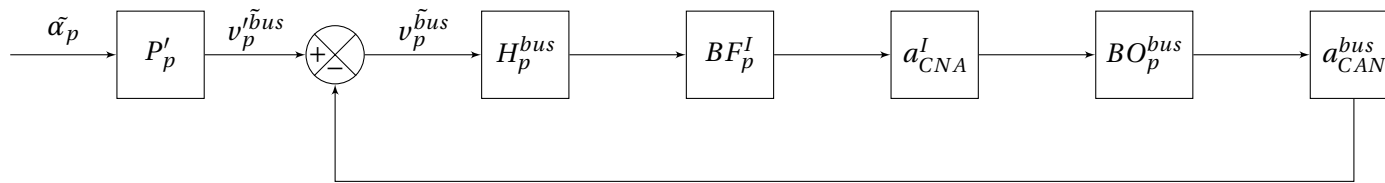
$$\begin{aligned} v_p^{\tilde{bus}} &= \tilde{\alpha}_p * P'_p - v_p^{\tilde{bus}} * H_p^{bus} * a_{CAN}^{bus} * a_{CNA}^I * BO_p^{bus} \\ \tilde{\alpha}_p * P'_p &= v_p^{\tilde{bus}} (1 + a_{CAN}^{bus} * a_{CNA}^I * H_p^{bus} * BO_p^{bus}) \\ \Leftrightarrow \frac{v_p^{\tilde{bus}}}{\tilde{\alpha}_p} &= \frac{-I_0^{sse} (1 + \tau^{BO^{bus}} p) \tau_{PI}^{bus} p}{C_{bus} * \tau_{PI}^{bus} p^2 + K^{BO^{bus}} * k_{PI}^{bus} * a_{CAN}^{bus} * a_{CNA}^I (\tau^{BO^{bus}} p + 1) (\tau_{PI}^{bus} p + 1)} \end{aligned} \quad (28)$$

$$\lim_{p \rightarrow 0} \frac{v_p^{\tilde{bus}}}{\tilde{\alpha}_p} = 0 \quad (29)$$

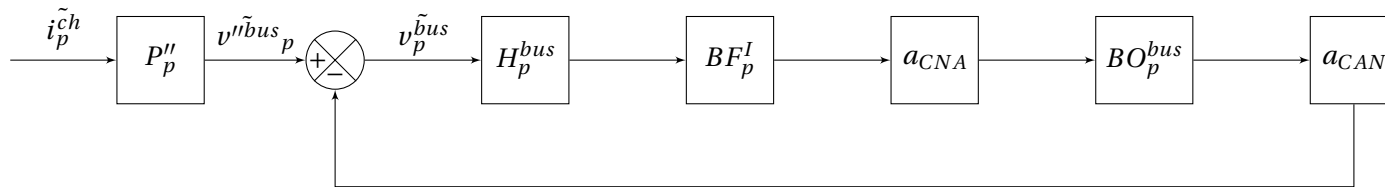
Lorsque  $p$  tend vers zéro, la limite de l'équation 28 est nulle. Le correcteur PI rejette donc bien la perturbation  $P'_p$ .



(a) Schéma bloc en BF de la BdT du bus



(b) Perturbation  $P'_p$  avec la consigne  $v_p^{bus\tilde{,}num}$  et la perturbation  $P''_p$  nulles



(c) Perturbation  $P''_p$  avec la consigne  $v_p^{bus\tilde{,}num}$  et la perturbation  $P'_p$  nulles

FIGURE 11 – Schéma bloc en représentation moyenne "petit signal" en numérique de la BdT côte bus DC et des perturbations  $P'_p$  et  $P''_p$

En suivant la même démarche, l'équation 30 calculée à partir du schéma bloc 11(c) permet de montrer qu'un correcteur PI suffira pour rejeter la perturbation  $P_p''$ .

$$\begin{aligned}
 v_p^{bus} &= \tilde{i}_p^{ch} * P_p'' - v_p^{bus} * H_p^{bus} * a_{CAN}^{bus} * a_{CNA}^I * BO_p^{bus} \\
 \tilde{i}_p^{ch} * P_p'' &= v_p^{bus} (1 + a_{CAN}^{bus} * a_{CNA}^I * H_p^{bus} * BO_p^{bus}) \\
 \Leftrightarrow \frac{v_p^{bus}}{\tilde{i}_p^{ch}} &= \frac{(-\tau^{BO^{bus}} p + 1) \tau_{PI}^{bus} p}{C_{bus} * \tau_{PI}^{bus} p^2 + K^{BO^{bus}} * k_{PI}^{bus} * a_{CAN}^{bus} * a_{CNA}^I (\tau^{BO^{bus}} p + 1) (\tau_{PI}^{bus} p + 1)}
 \end{aligned} \tag{30}$$

$$\lim_{p \rightarrow 0} \frac{v_p^{bus}}{\tilde{i}_p^{ch}} = 0 \tag{31}$$

**Calcul des paramètres du correcteur PI de la BdT du bus** Comme pour la boucle de courant, la mise en oeuvre de la régulation se fait par le biais d'une implantation numérique sur le micro-contrôleur. Nous considérons l'ensemble du système en numérique tel que décrit par le schéma bloc 11(a), avec  $H_p^{bus}$ , la fonction de transfert du correcteur PI. Nous calculons les paramètres du correcteur PI mis en oeuvre,  $k_{PI}^{bus}$  et  $\tau_{PI}^{bus}$ , en identifiant le dénominateur de la fonction de transfert en boucle fermée (équation 33) avec l'équation caractéristique d'un système du second ordre et trouvons les paramètres donnés en équation 34..

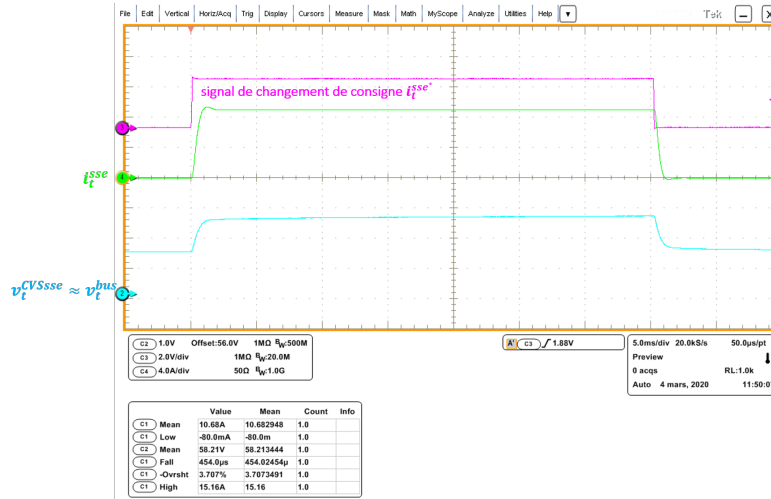
$$BO_{C_p}^{bus} = \frac{k_{PI}^{bus} * K^{BO^{bus}} * a_{CAN}^{bus} * a_{CNA}^I * (\tau^{BO^{bus}} * p + 1) * (\tau_{PI}^{bus} * p + 1)}{C_{bus} * \tau_{PI}^{bus} * p^2} \tag{32}$$

$$BF_p^{bus} = \frac{k_{PI}^{bus} * K^{BO^{bus}} * a_{CAN}^{bus} * a_{CNA}^I * (\tau^{BO^{bus}} * p + 1) * (\tau_{PI}^{bus} * p + 1)}{C_{bus} * \tau_{PI}^{bus} * p^2 + k_{PI}^{bus} * K^{BO^{bus}} * a_{CAN}^{bus} * a_{CNA}^I * (\tau^{BO^{bus}} * p + 1) * (\tau_{PI}^{bus} * p + 1)} \tag{33}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \tau_{PI}^{bus} = \frac{2\zeta}{\omega_n} - \tau^{BO^{bus}} \\ k_{PI}^{bus} = \frac{\tau_{PI}^{bus} * C_{bus} * \omega_n^2}{a_{CAN}^{bus} * a_{CNA}^I * K^{BO^{bus}} * (1 - \tau_{PI}^{bus} * \tau^{BO^{bus}} * \omega_n^2)} \end{array} \right. \tag{34}$$

**Identification de  $R_{bus}$  et  $C_{bus}$  du modèle du bus pour la BdT du bus** De même que pour la BdT du SSE, nous souhaitons identifier  $R_{bus}$  et  $C_{bus}$  afin de calculer les correcteurs autour d'un point de fonctionnement et au plus près des valeurs réelles du banc "mini-OPA". Avec la même démarche que pour la BdT du SSE, nous identifions les valeur de  $R_{bus}$ ,  $C_{bus}$  à partir des mesures réelles sur un échelon de courant, une fois le correcteur de la BdC mis en oeuvre. La figure 12 montre une capture d'écran de l'oscilloscope lors d'un échelon de courant déchargeant le SSE et donc augmentant la tension du bus et ce dans le cas où le SSE est constitué de trois

VRLAB RS AGM en série (cf. chapitre II). Nous récupérons ensuite sur Matlab les mesures du courant  $i_t^{sse}$  et de la tension  $v_t^{bus}$  à partir desquelles nous identifions  $R_{bus}$  et  $C_{bus}$  de manière automatique, grâce à un code développé durant la thèse et basé sur la fonction "sset" de Matlab.



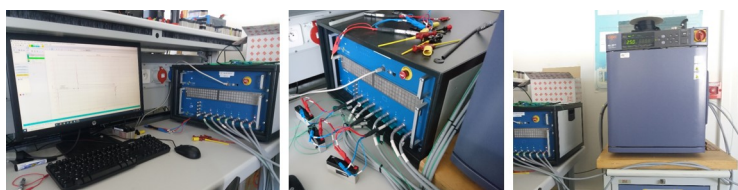
**FIGURE 12** – Capture d'écran de l'oscilloscope lors du test permettant d'identifier  $R_{bus}$  et  $C_{bus}$  pour la BdT du bus

En conclusion, pour mettre en oeuvre ces trois boucles de régulation, nous utilisons les expressions analytiques des paramètres des correcteurs PI avec la démarche que nous venons de détailler. Nous calculons ensuite leurs valeurs numériques de manière automatique en fonction du cahier des charges, du SSE et du convertisseur considérés. Nous exécutons ces calculs grâce à plusieurs codes Matlab, un pour chaque asservissement. À la fin de chacun de ces codes une simulation de l'ISBC en BF est réalisée sous Simulink, permettant ainsi d'analyser les performances de la régulation. Une fois chaque boucle de régulation validée, les paramètres du correcteur PI sont discrétisés puis implantés dans le micro-contrôleur DSPIC33 de l'ISBC considéré, sur le banc de test "mini-OPA".

## C Le banc d'essai de cyclage Biologic et le logiciel BTLab

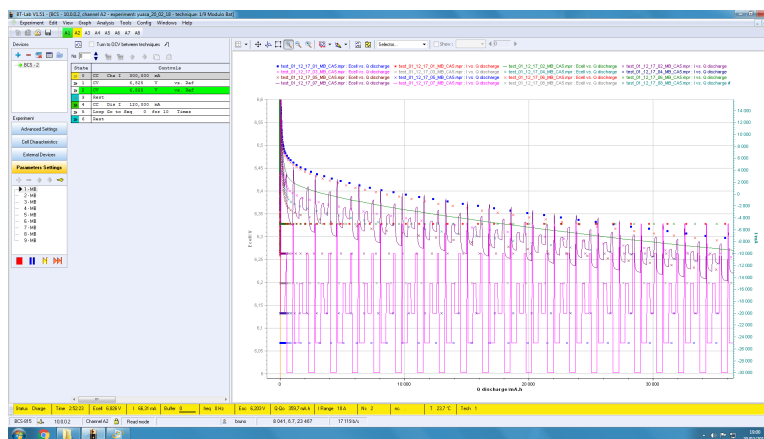
Le banc d'essai pour réaliser les tests de validation et de modélisation est un banc de cyclage Biologic, modèle BCS-815 [313]. Le banc comporte 8 voies qui peuvent être utilisées en simultanées ou connectées en parallèle. Chaque voies est limitée à une tension de 9V et un courant de 15A. Le banc est montré figure 1.

Afin de s'affranchir des variations liées à la température, les batteries sont placés dans une enceinte thermique contrôlée en température de la marque ESPEC série SU-SH modèle SU-221 [314]. Cette enceinte permet de réguler la température entre  $-25^{\circ}\text{C}$  et  $2000^{\circ}\text{C}$  à plus ou moins  $2^{\circ}\text{C}$ . Elle est également en photo figure 1.



**FIGURE 1** – Ensemble des éléments du banc de test pour SSE (de droite à gauche : PC avec le logiciel BTLab, banc Biologic, chambre thermique ESPEC)

L'ensemble du banc est piloté par le logiciel BTLab depuis un ordinateur [315]. Le contrôle du banc se fait donc via ce PC qui est présenté figure 1. Un exemple de l'interface utilisateur de BTLab est montré figure 2.



**FIGURE 2** – Exemple de l'interface utilisateur du logiciel BTLab logiciel-utilisateur

Le logiciel BTLab associé au banc de cyclage Biologic permet de réaliser de nombreux types de tests. Il est en effet possible de réaliser des essais pré-programmés de type EIS, GITT, HPPC, etc. Ou, des tests complètement définis par l'utilisateur appelés "modulo bat". Ces derniers offrent la possibilité de réaliser un enchaînement de séquences à CC, CV, CR ou CP, en

charge et en décharge, ainsi que des période de repos et des boucles afin de reproduire plusieurs fois une même série de séquences. Chaque séquence est limitée par des conditions en temps, tension, courant, capacité, gradient de tension, etc. en fonction du souhait de l'utilisateur. Le logiciel permet également d'imposer des limites globales de tension et de courant entraînant l'arrêt d'un test, ce sont les limites de sécurité. Enfin le logiciel permet de programmer toute la partie instrumentation de l'essai en imposant les pas d'échantillonnage pour l'enregistrement des données et la précision des mesures en modifiant les calibres des capteurs.

Ce banc peut servir à la fois à effectuer des tests pour la caractérisation ou la modélisation des batteries, des tests de validation de modèle et des tests de cyclage dans le cadre d'essais de vieillissement.

## D Caractéristiques des batteries Yuasa NP1.2-6

Les principales batteries PbA testées durant ce doctorat sont de type VRLAB AGM de la marque Yuasa, référencées NP1.2-6, présentées en photo figure 1 et constituées de trois cellules électrochimiques à plaques planes en séries.



FIGURE 1 – Photographie des 4 VRLAB Yuasa testées

Leurs caractéristiques techniques sont données dans les documents [219] et [215] et résumées dans le tableau 1.

TABLE 1 – Synthèse des données des documents constructeurs des VRLAB Yuasa AGM NP1.2-6

	VRLAB AGM Yuasa NP 1.2Ah-6V
$C_n$ @C20	1.2 Ah (20h-0.05C-25°C)
<b>C10</b>	1.11 Ah (10h-0.093C-25°C)
$I_n$	0.05C=60 mA (20h)
$V_n$	6 V
$V_d$	1.75 V/cell - 5.25 V (0.1C et moins)
$I_{max}^{B,c}$	0.25C * C20 = 300 mA
$I_{max}^{B,d}$ pulse	3C * C20
$I_{max}^{B,d}$ cycle complet	0.6C * C20 = 720 mA à $V_d$ 1.55 V/cell (@ 1C)
$V_{CV}$	2.4 V/cell - 7.2 V
$I_{CV}$	0.0125C = 15 mA <sup>a</sup>
$\eta_F$	0.97 (97%) <sup>b</sup>
$CF$	1.3 (130%) <sup>c</sup>

a. Deux protocoles sont proposés en fonction des documents : soit une charge à CC jusqu'à  $V_{CV}$  suivie d'une charge à CV jusqu'à 0.07C (84mA) maintenue ensuite pendant 2.5h, soit une charge à CC jusqu'à  $V_{CV}$  puis une charge à CV jusqu'à 0.0125C (15mA). Dans les faits, ces deux protocoles reviennent sensiblement au même puisqu'après 2.5h de charge à CV, le courant atteint des valeurs comprises entre 0.01 et 0.015 A soit, des valeurs qui correspondent environ à celle du second protocole (issu du graphique de la *datasheet* [215] si nous considérons une recharge de la batterie à 120%).

b. D'après la *datasheet* complète [215] (figure 31), donné pour un courant de 0.1C et une température de 25°C.

c. D'après la *datasheet* complète [215] (figure 11), donné pour un courant de 0.1C et une tension  $V_{CV}$  de 7.2V.





## E Classification des données et construction des profils journaliers typiques

Cette annexe détaille comment nous avons sélectionné et élaboré à partir des données, allant de 2013 à 2018 (6 ans soit 2190 jours), de production de 1kWc de PV et de la consommation électrique de l'éclairage d'un étage du bâtiment Adream, cinq journées typiques puis six scénarios entraînant les SSE à fonctionner sous différentes conditions d'usage.

Les données sont issues de la base de données du bâtiment Adream, enregistrées au pas de temps de la minute ( $t_{BD}$ ) :

- puissance PV produite :  $p_t^{pv}$ , correspond à la puissance active produite par 1kWc de PV, mesurées à la sortie d'un des onduleurs de la terrasse du bâtiment ADREAM (onduleur SOLIVIA 3). Ces mesures sont donc la puissance maximale produite à chaque instant  $t$  délivrée par 4 panneaux de 240-250 Wc en série ;
- puissance consommée :  $p_t^{ch}$ , correspond à la puissance électrique consommée par l'éclairage du deuxième étage du bâtiment Adream.

Le temps  $t$  de la base de données est fourni en Heure Moyenne De Greenwich (GMT, temps universel UTC+0) et chaque donnée est séparée de  $\Delta t_{BD}$ .

Pour chaque journée de 2013 à 2018, nous calculons  $p_t^{bal}$ , la différence entre la puissance produite et la consommée (équation 1). Il en résulte un profil de puissance, avec des valeurs positives en cas de surplus/excès de production par rapport à la consommation et négatives en cas de déficit de production par rapport à la consommation.

$$p_t^{bal} = p_t^{pv} - p_t^{ch} \quad (1)$$

Nous avons également calculé pour chaque journée, l'énergie  $e_t^{bal}$  (équation 2) en faisant l'hypothèse que la puissance est constante et égale à sa valeur à  $t$ , pendant l'intervalle  $\Delta t_{BD}$ , de  $t$  à  $t+1$ .

$$\begin{aligned} e_{t+1}^{bal} &= e_t^{bal} + p_t^{bal} * \Delta t_{BD} \\ e_1^{bal} &= 0 \end{aligned} \quad (2)$$

Lorsqu'une donnée de production ou de consommation n'a pas été correctement enregistrée, la puissance résultante  $p_t^{bal}$  est égale à "NaN" et l'énergie  $e_t^{bal}$  est considérée constante sur cet intervalle, tel que  $e_{t+1}^{bal}$  est égale à  $e_t^{bal}$ .

Nous analysons chaque journée des 6 années considérées selon 3 critères :

- $E_P$  : l'énergie totale journalière positive (en excès, ce que devra charger le SSE).
- $E_N$  : l'énergie totale journalière négative (en déficit, ce que devra décharger le SSE).

- $N_i$  : le nombre de fois, sur une journée, où  $p_t^{bal}$  change de signe sur l'intervalle  $\delta t_{BD}$ . Cela représente la quantité d'intermittences sur la journée, soit le passage du mode charge au mode décharge pour le SSE.

Nous traçons l'ensemble des critères  $E_P$ ,  $E_N$  et  $N_i$  par jour, et normalisons par rapport à la valeur maximale de chaque critère pour les 6 années considérées. Les résultats par année sont représentés figure 1.

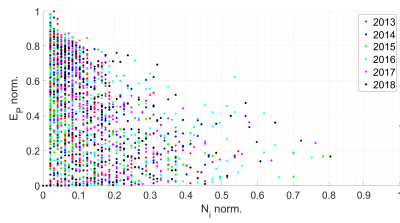
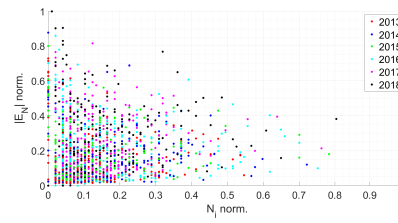
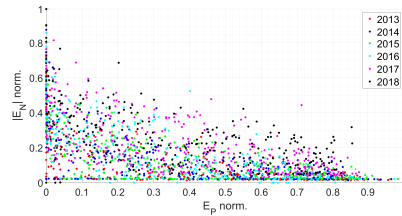
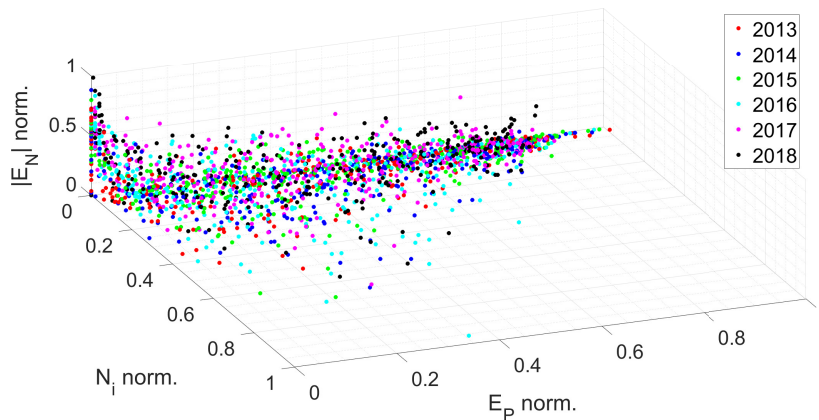
(a)  $E_P$  en fonction de  $N_i$ (b)  $|E_N|$  en fonction de  $N_i$ (c)  $|E_N|$  en fonction de  $E_P$ (d) Vue 3D de  $E_P$ ,  $|E_N|$  en fonction de  $N_i$ 

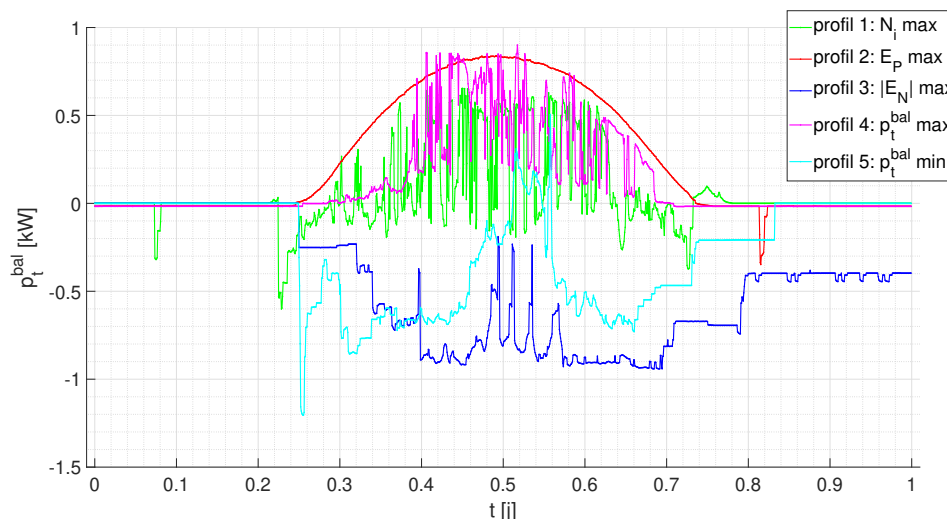
FIGURE 1 – Critères pour chaque jour de chaque année normalisée par la valeur maximum sur 6 ans

La figure 1(d) montre que plus l'intermittence est importante sur la journée, plus l'énergie

échangée positive ou négative est faible. Elle met également en évidence qu'il est difficile de conclure sur des profils typiques de par la grande variabilité du PV et de la consommation liée à l'occupation du bâtiment. La répartition des points, représentant chacun une journée, dans l'espace défini par ces trois critères est homogène sur toute la moitié de l'espace. Les vues 2D proposées sur la figure 1(a), (b) et (c) confirment cette tendance et montrent que l'intermittence du PV, même sur un an, est difficile à caractériser.

Pour limiter le nombre de profils considéré, nous avons fait le choix de conserver uniquement les journées "critiques" pour les trois critères  $N_i$ ,  $E_P$  et  $E_N$  (les journées durant lesquelles ces critères sont maximums en valeur absolue), auxquelles nous avons rajouté les jours où  $p_t^{bal}$  atteint sa valeur maximale et sa valeur minimale. La figure 2 montre les cinq profils journaliers sélectionnés et la figure 3 illustre leurs positions par rapport à l'ensemble du jeu de données issu de la base de données du bâtiment Adream. Ces cinq journées sont :

- Profil réel n°1 : le jour avec le plus grand nombre d'intermittence ( $N_i$  maximum), le 29/5/2016.
- Profil réel n°2 : le jour avec la plus grande énergie en excès ( $E_P$  maximum), le 14/4/2013.
- Profil réel n°3 : le jour avec la plus grande énergie en déficit ( $|E_N|$  maximum) le 24/1/2018.
- Profil réel n°4 : le jour où la puissance maximale de charge potentielle du SSE est atteinte ( $p_t^{bal}$  maximale), le 6/10/2013.
- Profil réel n°5 : le jour où la puissance maximale de décharge potentielle est atteinte ( $p_t^{bal}$  minimale), le 23/11/2016.



**FIGURE 2** – Les profils journaliers réels sélectionnés à partir des 6 ans de données et utilisés pour la validation des modèles

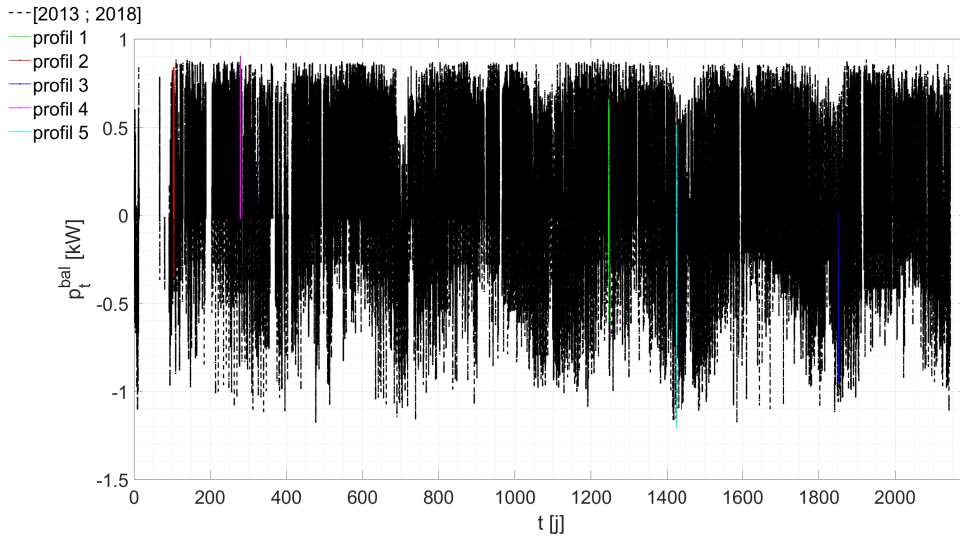


FIGURE 3 – Position de profils journaliers réels sélectionnés par rapport à l'ensemble des données

Afin de tester les modèles, nous avons adapter chaque profil à la capacité des batteries. Nous définissons pour cela une quantité d'énergie  $\Delta E$  autorisée pour le scénario, correspondant à une valeur de  $\Delta SoC$  théorique autorisée pour le test. La quantité d'énergie théoriquement échangeable est ensuite calculée par rapport à la capacité nominale du SSE considéré et à la tension nominale du SSE (équation 3).

$$\Delta E = \Delta SoC * C_n * V_n \quad (3)$$

Nous calculons ensuite le coefficient de mise à l'échelle des données réelles,  $k$ , grâce à l'équation 3 par rapport à la quantité d'énergie maximale échangée sur les cinq profils sélectionnés. La quantité d'énergie la plus importante échangée sur les cinq profils précédemment déterminés correspond à celle calculée pour le profil réel avec  $|E_N|$  maximum, où  $E_N = 11.1$  kWh. Nous mettons ensuite à l'échelle tous les profils en divisant chaque valeur de puissance  $p_t^{bal}$  par le coefficient d'échelle  $k$ .

$$k = \frac{|E_N|}{\Delta E} \quad (4)$$

Par exemple dans le cas des batteries Yuasa NP1.2-6, le facteur d'échelle  $k$  est calculé avec la capacité nominale  $C_n$  égale à 1.2 Ah (C20 à 0.05C pendant 20h de décharge) et la tension nominale  $V_n$  égale à 6 V (données des constructeurs).

Ainsi, nous pouvons modifier les profils réels et, à partir de ces cinq profils réels sélectionnés, réaliser plusieurs scénarios (ou profils de test) en modifiant deux variables :

1. La valeur de  $\Delta SoC$  autorisée, qui modifie indirectement  $\Delta E$  et donc le facteur  $k$  avec lequel nous mettons à l'échelle les valeurs de  $p_t^{bal}$  des profils réels.

2. La valeur du SoC de départ considéré pour le scénario,  $SoC_{init}$ .

Nous avons, dans ce manuscrit, utilisé cette méthode pour réaliser 6 scénarios à partir de ces 5 profils réels :

- Scénario/profil de test n°1 : profil réel n°1 (intermittent) mis à l'échelle avec  $SoC_{init} = 50\%$  et  $\Delta SoC = 30\%$ .
- Scénario/profil de test n°2 : profil réel n°2 ( $E_P$  maximum) mis à l'échelle avec  $SoC_{init} = 50\%$  et  $\Delta SoC = 30\%$ .
- Scénario/profil de test n°3 : profil réel n°3 ( $|E_N|$  maximum) mis à l'échelle avec  $SoC_{init} = 50\%$  et  $\Delta SoC = 30\%$ .
- Scénario/profil de test n°4 : profil réel n°4 ( $p_t^{bal}$  maximale) mis à l'échelle avec  $SoC_{init} = 50\%$  et  $\Delta SoC = 30\%$ .
- Scénario/profil de test n°5 : profil réel n°5 ( $p_t^{bal}$  minimale) mis à l'échelle avec  $SoC_{init} = 50\%$  et  $\Delta SoC = 30\%$ .
- Scénario/profil de test n°6 : profil réel n°1 ( $E_P$  maximum) mis à l'échelle avec  $SoC_{init} = 50\%$  et  $\Delta SoC = 100\%$ .



## F Mesures des batteries Yuasa NP1.2-6 pour les profils de test type micro-réseau

Cette annexe illustre la campagne de mesures effectuée afin de valider les modèles développés durant la thèse. Chaque figure présentée correspond à un profil de test. Les données de courant, de tension et de puissance mesurées sur le banc de cyclage sont données en fonction du temps, au pas de temps de la seconde, et sont respectivement nommées  $i_t^{B,mes}$ ,  $v_t^{B,mes}$  et  $p_t^{B,mes}$ . Chaque jeu de données correspondant à une batterie différente est identifié par BAT#1, BAT#2, BAT#3 ou BAT#4. Le profil de consigne  $p_t^{bal}$  envoyé en entrée sur le banc de cyclage est représenté en trait plein noir sur les sous-figures (c) de puissance en fonction du temps.

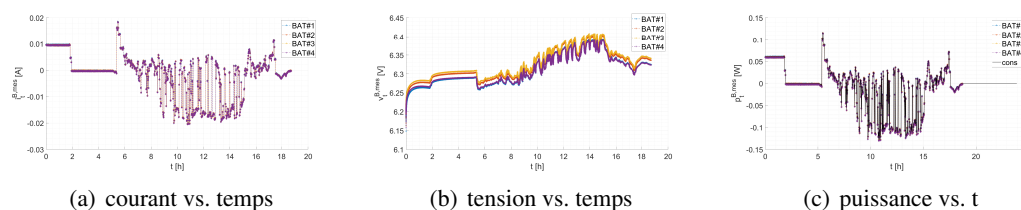


FIGURE 1 – Mesures du courant, de la tension et de la puissance en fonction du temps pour le profil de test n°1

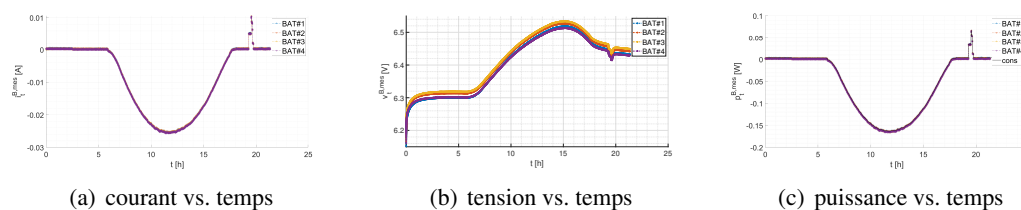


FIGURE 2 – Mesures du courant, de la tension et de la puissance en fonction du temps pour le profil de test n°2

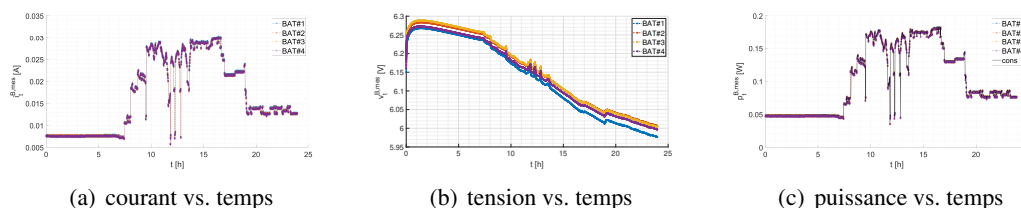


FIGURE 3 – Mesures du courant, de la tension et de la puissance en fonction du temps pour le profil de test n°3



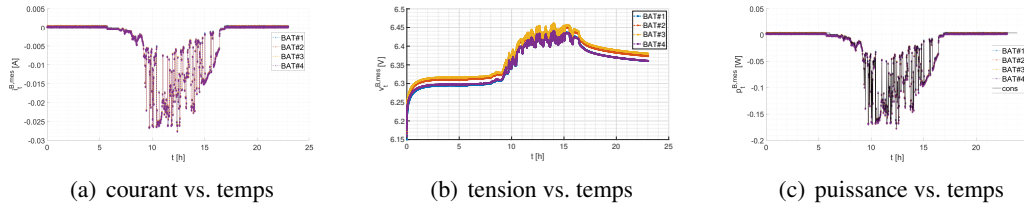


FIGURE 4 – Mesures du courant, de la tension et de la puissance en fonction du temps pour le profil de test n°4

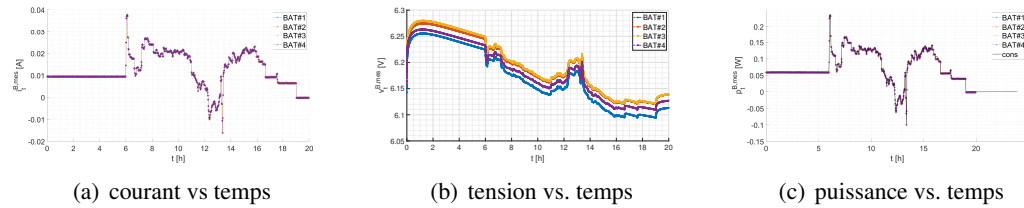


FIGURE 5 – Mesures du courant, de la tension et de la puissance en fonction du temps pour le profil de test n°5

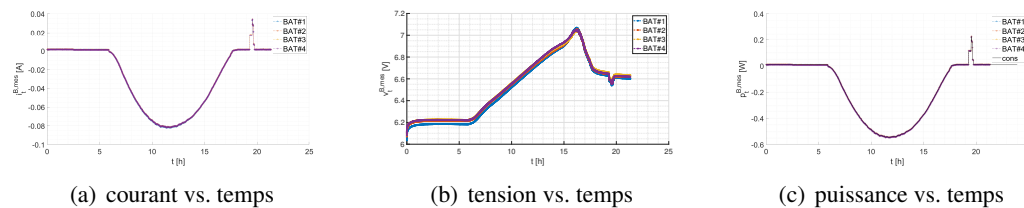
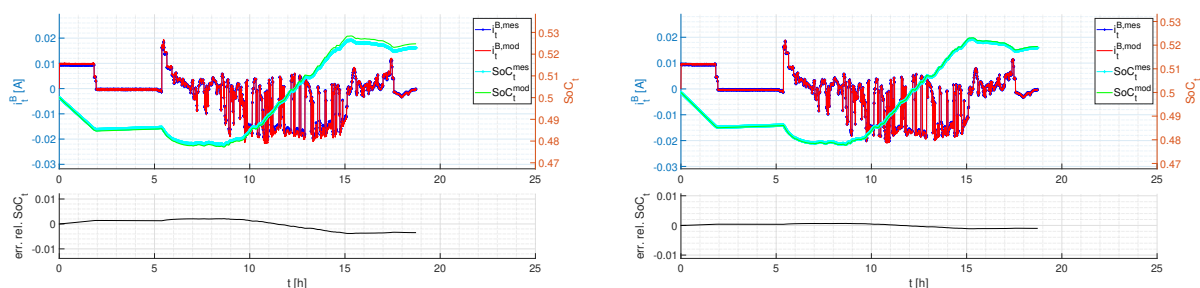


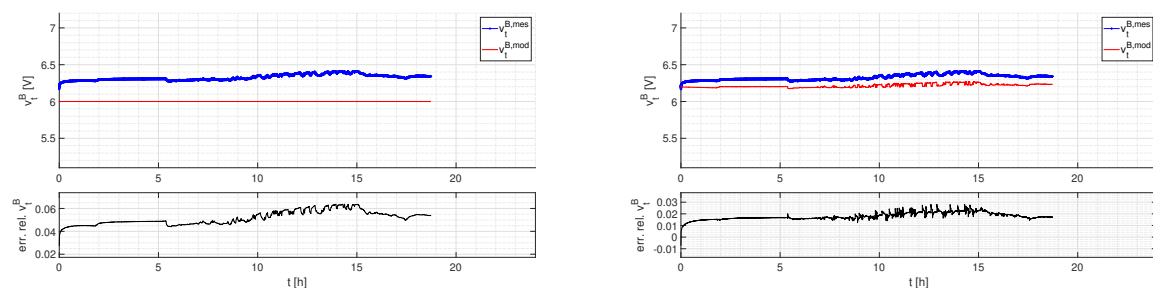
FIGURE 6 – Mesures du courant, de la tension et de la puissance en fonction du temps pour le profil de test n°6

## G Comparaison entre les mesures et les modèles PE et OCVR pour la VRLAB Yuasa NP1.2-6 BAT#3 et les profils n°1 à n°5

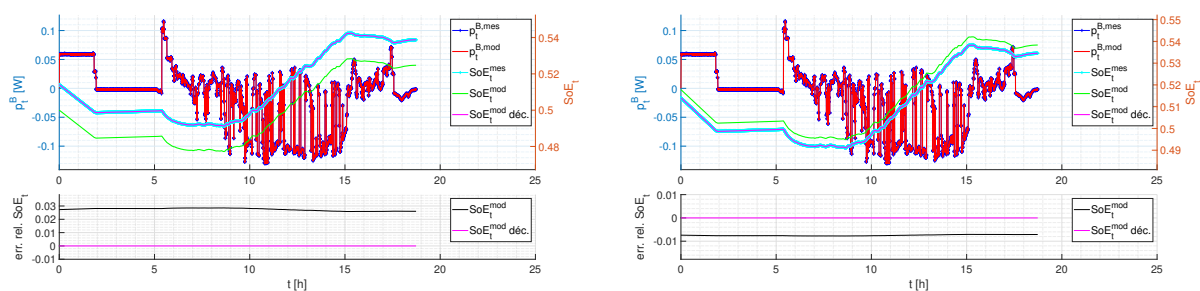
Cette annexe présente et regroupe les résultats de comparaison des modèles PE et OCVR pour les profils de test n° 1 à n°5 pour BAT#3 (VRLAB NP1.2-6 Yuasa), les résultats pour le profil n°6 étant présentés dans le coeur du manuscrit.



(a)  $i_t^B$  et  $SoC_t$

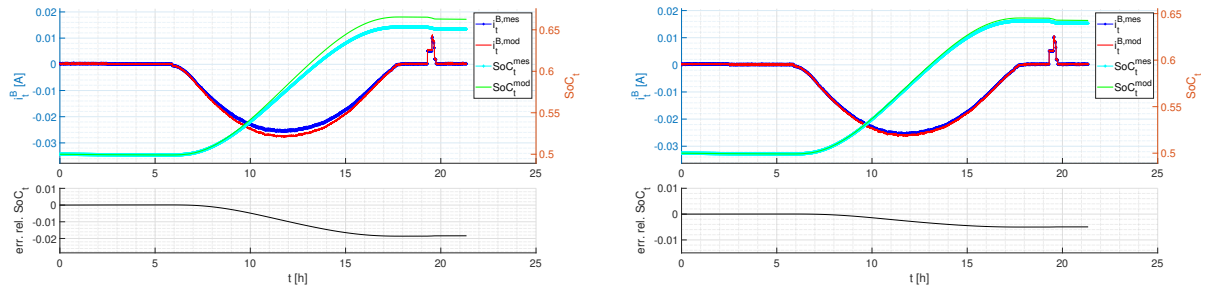


(b)  $v_t^B$

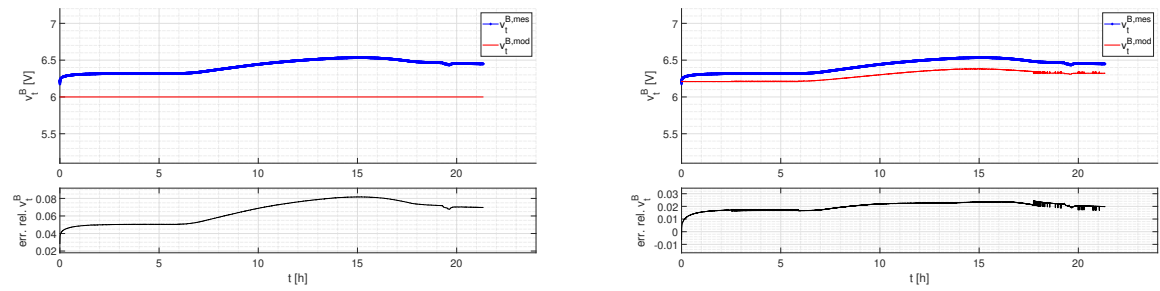


(c)  $p_t^B$  et  $SoE_t$

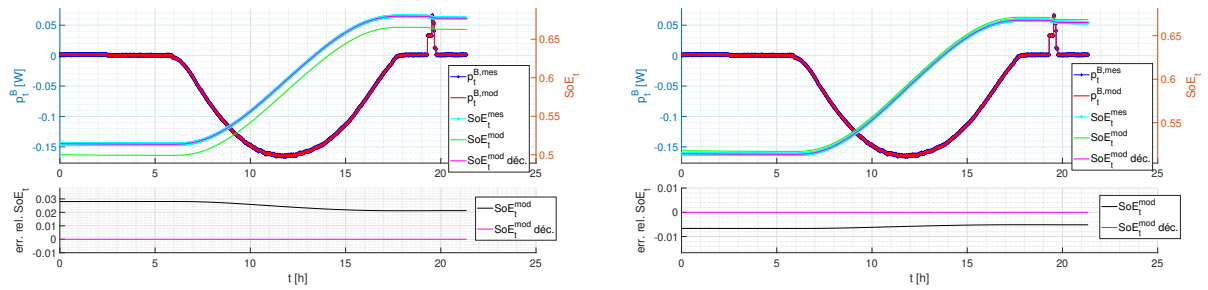
**FIGURE 1** – Comparaison des mesures et des modèles PE (à gauche) et OCVR (à droite) pour la VRLAB BAT#3 et le profil de test n°1



(a)  $i_t^B$  et  $SoC_t$

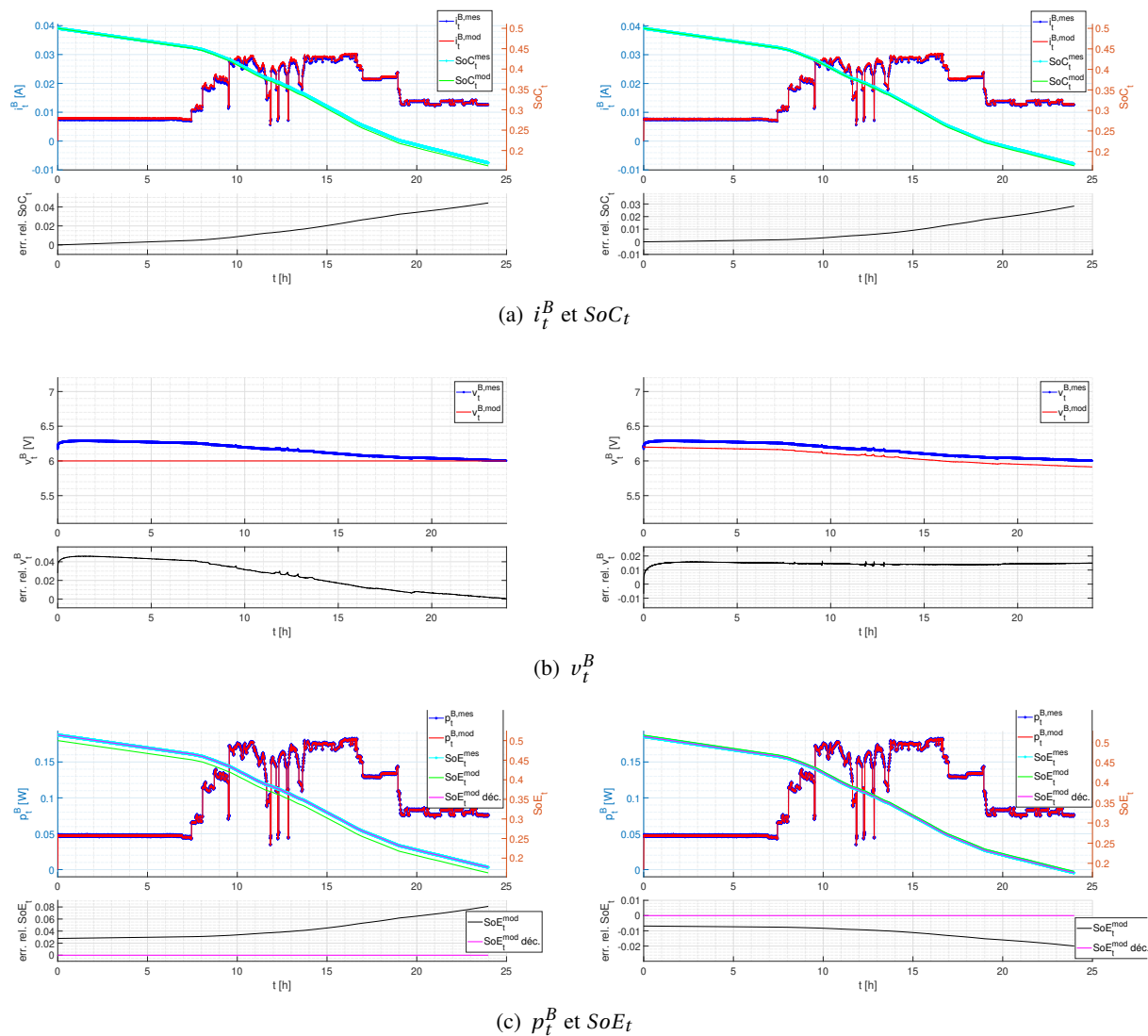


(b)  $v_t^B$

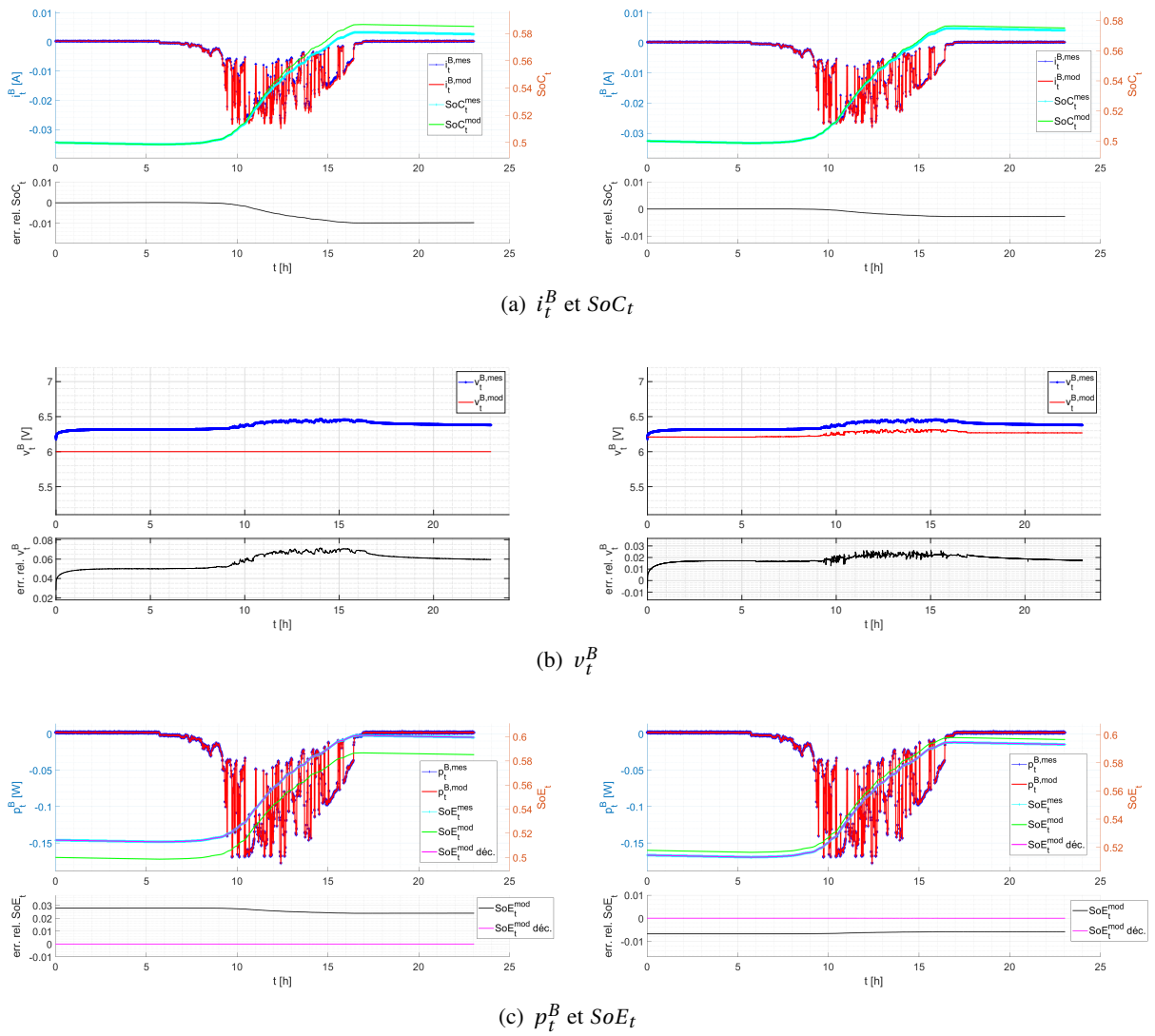


(c)  $p_t^B$  et  $SoE_t$

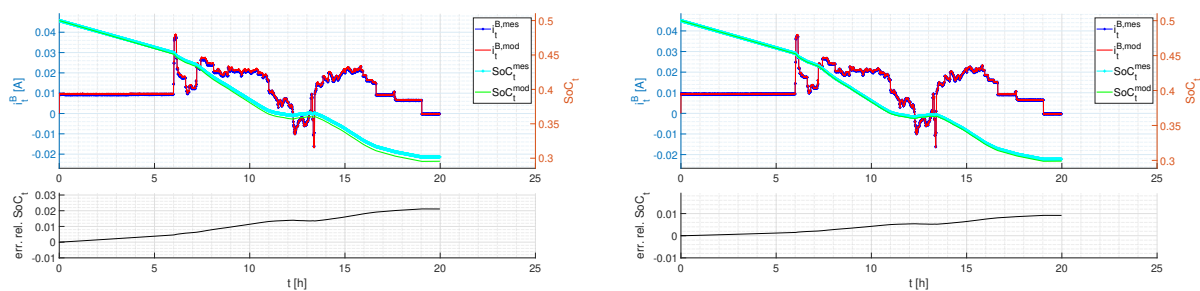
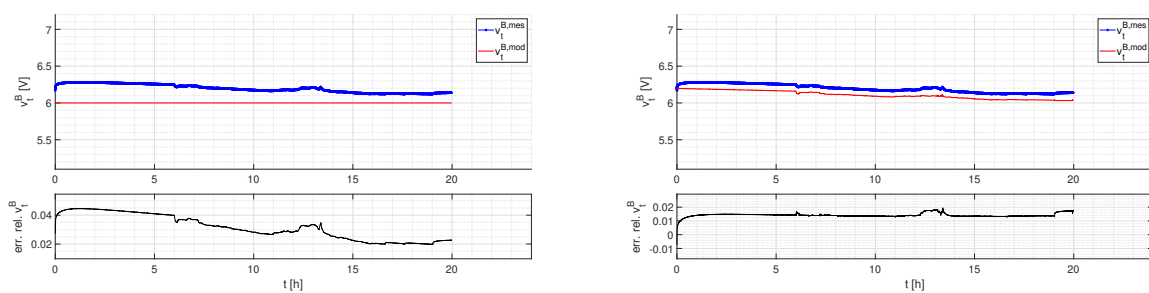
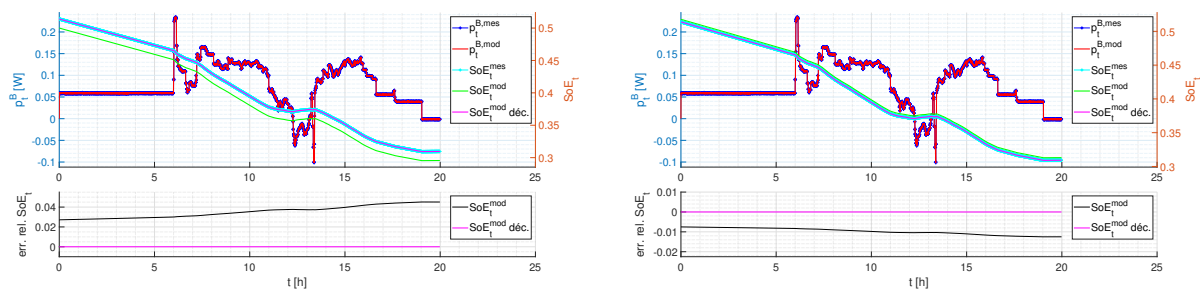
**FIGURE 2** – Comparaison des mesures et des modèles PE (à gauche) et OCVR (à droite) pour la VRLAB BAT#3 et le profil de test n°2



**FIGURE 3** – Comparaison des mesures et des modèles PE (à gauche) et OCVR (à droite) pour la VRLAB BAT#3 et le profil de test n°3



**FIGURE 4** – Comparaison des mesures et des modèles PE (à gauche) et OCVR (à droite) pour la VRLAB BAT#3 et le profil de test n°4

(a)  $i_t^B$  et  $SoC_t$ (b)  $v_t^B$ (c)  $p_t^B$  et  $SoE_t$ 

**FIGURE 5** – Comparaison des mesures et des modèles PE (à gauche) et OCVR (à droite) pour la VRLAB BAT#3 et le profil de test n°5

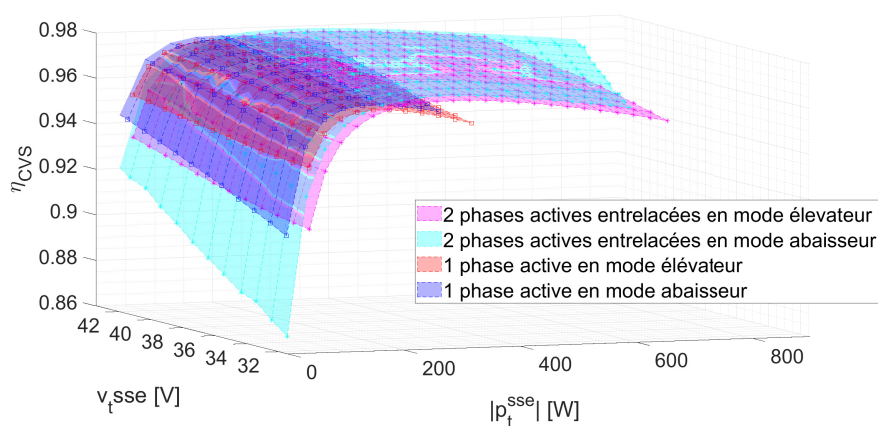


## H Modélisation du rendement du convertisseur ISBC développés au LAAS-CNRS et campagne de mesures associées

Nous expliquons dans cette annexe comment nous avons établi la modélisation des convertisseurs conçus au LAAS-CNRS afin de prendre en compte leurs rendements dans la modélisation globale de la chaîne de conversion du SSE au bus DC, dans le but d'utiliser les valeurs de rendement réel et variant en fonction de la tension et de la puissance du SSE dans les études de dimensionnement et de gestion.

Afin d'identifier les paramètres de chaque modèle, nous avons effectué une campagne de mesures sur un des ISBC grâce à un banc de test spécifique conçu au LAAS-CNRS pour assurer automatiquement les relevés des mesures de rendement du convertisseur. Ce banc permet de relever le courant, la tension et la puissance de sortie ainsi que le courant, la tension et la puissance d'entrée du convertisseur pour différents points de fonctionnement. À l'aide de ce banc, nous fixons la tension en sortie du convertisseur et balayons toutes les valeurs de tension d'entrée pouvant être prises par les SSE et ce pour différents courants avec une phase active puis deux phases actives en mode entrelacées, dans un sens (élévateur) et dans l'autre sens (abaisseur).

La figure 1 présente les résultats expérimentaux de la campagne de mesures de rendement effectuée sur un des deux convertisseurs ISBC utilisé sur le banc "mini-OPA". L'écart entre les mesures de rendement en mode abaisseur (SSE en charge) est inférieur à 0.05% de la mesure au même point de fonctionnement en mode élévateur (SSE en décharge) pour une phase ou deux phases actives.



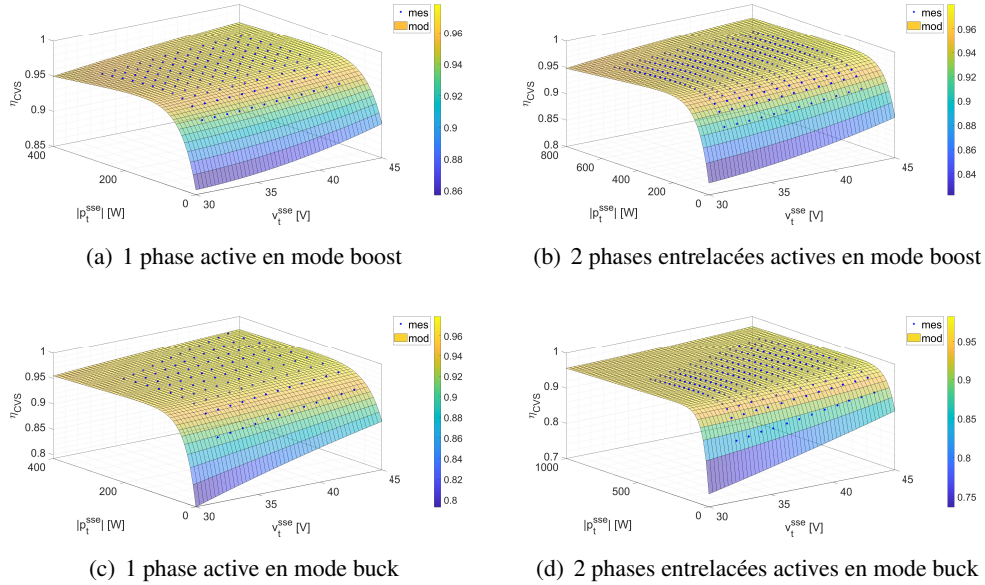
**FIGURE 1** – Mesures du rendement de l'ISBC et interpolation linéaire, en mode abaisseur (*buck*) et élévateur (*boost*) avec une phase active et deux phases entrelacées actives

Les mesures ont été utilisées pour modéliser le rendement du convertisseur,  $\eta^{mod}$ , comme le montre la figure 2, grâce à une fonction donnée par l'équation 1, dépendante de la valeur



absolue de la puissance injectée (négative) ou fournie par le SSE à chaque instant,  $p_t^{sse}$ , et de quatre fonctions quadratiques  $f_i(v_t^{sse})$  (avec  $i \in [1;4]$ ) dépendantes de la tension du SSE,  $v_t^{sse}$ .

$$\eta^{mod} = f_1(v_t^{sse}) * \exp^{f_2(v_t^{sse}) * |p_t^{sse}|} + f_3(v_t^{sse}) * \exp^{f_4(v_t^{sse}) * |p_t^{sse}|} \quad (1)$$



**FIGURE 2** – Modélisation et mesures du rendement de l’ISBC pour tous les modes possibles de fonctionnement (*r-square* supérieure à 99%)

Ce modèle et un exemple de son utilisation ont fait l’objet d’une publication en conférence [296].

## I Description du problème d'optimisation MILP pour la planification des échanges d'énergie et l'ordonnancement des tâches sur les serveurs

Nous présentons dans cette annexe comment nous avons modélisé et résolu, grâce à une méthode de type *Mixed Integer Linear Programming* (MILP), le problème d'optimisation envisagé dans le cadre de ces travaux de thèse. L'objectif est de minimiser les coûts d'utilisation du réseau principal en planifiant l'utilisation du SSE et l'accès au réseau principal et, en ordonnant une liste de tâches à réaliser sur plusieurs serveurs.

Nous avons donc modélisé les échanges de puissance dans un micro-réseau, en l'occurrence "mini-OPA" fonctionnant avec un seul SSE (dans notre cas constitué de plusieurs batteries), sous la forme d'un problème d'optimisation linéaire associant des variables discrètes et continues. Nous avons ensuite codé ce modèle en langage Python et utilisé l'outil de résolution ("solveur") Cplex pour réaliser l'optimisation.

### Notation des variables de décision et paramètres

- Les ensembles de définition des variables et des paramètres du modèle sont :
  - $T$  : l'ensemble  $\{0, \dots, T_{max}\}$  avec  $T_{max}$  qui correspond au temps total du planning créé, soit l'horizon de temps du test.
  - $V$  est l'ensemble des tâches  $v$  à exécuter sur les serveurs sur l'horizon  $T_{max}$ .
  - $P$  est l'ensemble des machines (serveurs)  $p$  sur lesquelles vont être effectuées les tâches  $v$ .
- Les données d'entrée du modèle sont :
  - $\Delta t$  : l'unité de temps de  $T$ , soit la durée entre deux instants  $t$  de l'horizon  $T_{max}$  [h],
  - $\tau_v$  : la durée de la tâche  $v$ , en unité de temps  $[\Delta t]$ ,
  - $c_v$  : nombre de *central processing unit* (CPU) requis pour l'exécution de la tâche  $v$ ,
  - $m_v$  : mémoire requise pour la tâche  $v$  [Mo],
  - $C_p$  : nombre maximal de CPU de la machine  $p$ ,
  - $M_p$  : mémoire maximale de la machine  $p$  [Mo],
  - $P_{p,min}$  : puissance minimale consommée par la machine  $p$  lorsqu'elle est allumée [W],
  - $P_{p,max}$  : puissance consommée par la machine  $p$  si tous les CPU sont utilisés [W],
  - $E_{min}^B$  : énergie minimale du SSE (du pack de batterie) [Wh] ( $E_{min}^B = SoC_{min} * C_n * V_n$ , avec  $C_n$  la capacité nominale du SSE en [Ah],  $V_n$  la tension nominale du SSE en [V] et  $SoC_{min}$  le SoC minimum défini pour le test),

- $E_{max}^B$  : énergie maximale du SSE [Wh] ( $E_{max}^B = SoC_{max} * C_n * V_n$ , avec  $C_n$  la capacité nominale du SSE en [Ah],  $V_n$  la tension nominale du SSE en [V] et  $SoC_{max}$  le SoC maximum défini pour le test)
  - $E_{init}^B$  : énergie initiale du SSE en [Wh] ( $E_{init}^B = SoC_{init} * C_n * V_n$ , avec  $C_n$  la capacité nominale du SSE en [Ah],  $V_n$  la tension nominale du SSE en [V] et  $SoC_{init}$  le SoC initial défini pour le test).
  - $\rho_t(p_t^{prod})$  : C'est la fonction de coût des sources non-réversibles (réseau principal et source PV) sur la période  $\Delta t$ . Cette fonction donne le coût pour une certaine quantité de puissance  $p_t^{prod}$  et varie en fonction de la période  $\Delta t$  (elle est linéaire par morceaux). Elle dépend de  $p_t^{prod}$  correspondant à la somme de la puissance PV à chaque période  $\Delta t$ , considérée gratuite, et de la puissance payante issue du réseau principal et éventuellement utilisée.
  - $\chi(p_t^B)$  : C'est la fonction de rendement global de la chaîne de conversion "SSE et convertisseur". Cette fonction calcule la puissance en sortie du convertisseur pour une certaine puissance de SSE, c'est une fonction linéaire par morceaux qui donne la relation entre la puissance à fournir ou à absorber par le SSE et la puissance nécessaire sur le bus DC du micro-réseaux à chaque période  $\Delta t$ . Nous fixons ce rendement constant et égal au rendement du convertisseur utilisé pour le GA.
  - $p_t^{pv}$  : la puissance produite par les panneaux PV au temps  $t$ , connue, considérée constante sur la période  $\Delta t$ , et issue de la base de données du bâtiment Adream en fonction de la journée considérée.
- Les variables de décision du modèle sont :
    - $x_{vpt}$  : variable binaire entière, elle indique la période de départ de la tâche  $v$  et vaut 1 si la tâche  $v$ , assignée à la machine  $p$ , est active et démarre au temps  $t$ . Nous écrivons cette variable du problème comme  $x_{vps}$  avec  $s = t - \tau_v$  qui est égale à 1 quand la tâche est active à  $t$  sur la machine  $p$  et pendant toute la durée  $\tau_v$ . Cette notation permet uniquement d'avoir la variable  $x_{vpt}$  dans un format permettant ensuite d'exécuter les tâches sur les serveurs.
    - $z_{pt}$  : variable binaire entière, elle vaut 1 si la machine  $p$  est allumée au temps  $t$ .
    - $c_t = \rho_t(p_t^{prod})$  : variable réelle positive qui indique le coût des sources non-réversibles.
    - $p_t^{prod}$  : variable réelle positive correspondant à la somme des puissances utilisées provenant des sources non-réversibles (réseau principal et production PV) [W].
    - $p_t^B$  : variable réelle qui indique la puissance chargée ou déchargée du SSE au temps  $t$  (négatif en charge et positif en décharge) [W].
    - $e_t^B$  : variable réelle positive qui indique la quantité d'énergie disponible dans le SSE, soit l'état de charge en termes d'énergie ou état d'énergie du SSE (cette variable est calculée à partir de  $p_t^B$  et  $E_{init}^B$ ) [Wh],

- $p_t^{ch}$  : variable réelle positive qui indique la puissance consommée par les serveurs à l'instant  $t$ .
- $s_t$  : variable réelle positive qui donne la puissance en surplus entre la production PV et la consommation des serveurs sur la période  $\Delta t$  [W].
- $d_t$  : variable réelle positive qui donne la puissance en déficit entre la production PV et la consommation des serveurs sur la période  $\Delta t$  [W].

- Les natures des variables de décision sont :

$$x_{vpt} \in \{0, 1\}, \quad \forall v \in V, \forall p \in P, \forall t \in T \quad (1)$$

$$\alpha_{pt} \in \{0, 1\}, \quad \forall p \in P, \forall t \in T \quad (2)$$

$$\beta_{pt} \in \{0, 1\}, \quad \forall p \in P, \forall t \in T \quad (3)$$

$$z_{pt} \in \{0, 1\}, \quad \forall p \in P, \forall t \in T \quad (4)$$

$$c_t, p_t^{prod}, p_t^{ch}, s_t, d_t \geq 0, \quad \forall t \in T \quad (5)$$

$$E_{max}^B \geq e_t^B \geq E_{min}^B \geq 0, \quad \forall t \in T \quad (6)$$

$$c_t = \rho_t(p_t^{prod}) \geq 0, \quad \forall t \in T \quad (7)$$

$$s_t = f_t(p_t^{ch}) \geq 0, \quad \forall t \in T \quad (8)$$

$$d_t = g_t(p_t^{ch}) \geq 0, \quad \forall t \in T \quad (9)$$

$$p_t^B \in \mathbb{R}, \quad \forall t \in T \quad (10)$$

## Modélisation

- La fonction objectif est :

$$\min \sum_{t \in T} c_t \quad (11)$$

- Les contraintes à chaque instant  $t$  sont :

- le bilan énergétique doit être nul :

$$p_t^{prod} + \chi(p_t^B) - p_t^{ch} = 0, \quad \forall t \in T \quad (12)$$

- le calcul de la consommation doit correspondre à la somme des tâches assignées sur chaque machine suivant les caractéristiques des tâches et des machines sur lesquelles elles sont effectuées :

$$p_t^{ch} - \sum_{v \in V} \sum_{p \in P} \frac{(P_{p,max} - P_{p,min})c_v}{C_p} \sum_{s=t-\tau_v}^t x_{vps} - \sum_{p \in P} P_{p,min} z_{pt} = 0, \quad \forall t \in T \quad (13)$$

— une tâche n'est assignée qu'à une seule machine et qu'une seule fois :

$$\sum_{p \in P} \sum_{t \in T} x_{vpt} = 1, \forall v \in V \quad (14)$$

— la durée d'une tâche est bien respectée et une tâche ne peut pas être démarrée si celle-ci ne peut pas être terminée :

$$\sum_{p \in P} \sum_{t \in T} x_{vpt}(t + \tau_v) \leq T_{max}, \forall v \in V \quad (15)$$

— il est interdit de dépasser la capacité en nombre de CPU des machines :

$$\sum_{v \in V} c_v \sum_{s=t-\tau_v}^t x_{vps} \leq C_p, \quad \forall p \in P, \forall t \in T \quad (16)$$

— il est interdit de dépasser la capacité en mémoire des machines :

$$\sum_{v \in V} m_v \sum_{s=t-\tau_v}^t x_{vps} \leq M_p, \quad \forall p \in P, \forall t \in T \quad (17)$$

— la variable  $z_{pt}$  est égale à "1" si la machine p est active sur la période  $\Delta t$  :

$$z_{pt} \geq \sum_{s=t-\tau_v}^t x_{vps}, \quad \forall v \in V, \forall p \in P, \forall t \in T \quad (18)$$

— le SSE ne peut se charger qu'avec le surplus de production PV et sa décharge se limite au déficit entre la production PV et la consommation des serveurs (ainsi l'optimisation va indirectement chercher à maximiser l'utilisation de l'énergie verte considérée "gratuite" et issue de la source PV et du SSE) :

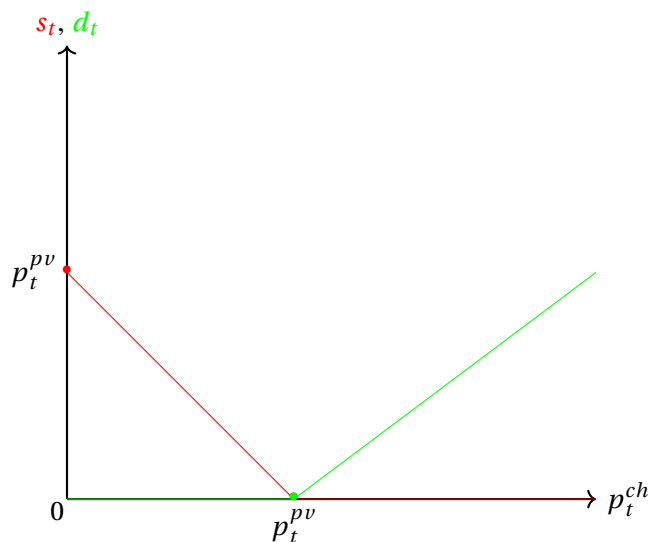
$$-s_t \leq \chi(p_t^B) \leq d_t \quad (19)$$

Pour le calcul du surplus de production PV, notée  $s_t$ , nous mettons en place une fonction linéaire par morceaux dépendante du temps. Cette fonction est notée  $f_t(p_t^{ch})$  et donne la variable  $s_t$  à partir de  $p_t^{ch}$  sur la période  $\Delta t$ .

$$\left[ 0, \sum_{p \in P} P_{p,max} \right] \rightarrow [0, p_t^{pv}] \quad (20)$$

$$p_t^{ch} \mapsto s_t = f_t(p_t^{ch}) = \begin{cases} p_t^{pv} - p_t^{ch} & \text{si } p_t^{ch} \leq p_t^{pv} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (21)$$

Elle est définie par l'équation 21 et est représentée sur une période  $\Delta t$  par la courbe rouge de la figure 1.



**FIGURE 1** – Courbe représentant les fonctions linéaires par morceaux  $f_t$  et  $g_t$  sur une période  $\Delta t$

De la même façon, le déficit de production PV, notée  $d_t$ , est calculé grâce à une fonction linéaire par morceaux dépendante du temps et de  $p_t^{ch}$ . Cette fonction est notée  $g_t(p_t^{ch})$  sur la période  $\Delta t$ . Elle est définie par l'équation 23 et est représentée sur une période  $\Delta t$  par la courbe verte de la figure 1.

$$\left[ 0, \sum_{p \in P} P_{p,max} \right] \rightarrow [0, p_t^{pv}] \quad (22)$$

$$p_t^{ch} \mapsto d_t = g_t(p_t^{ch}) = \begin{cases} 0 & \text{si } p_t^{ch} \leq p_t^{pv} \\ p_t^{ch} - p_t^{pv} & \text{sinon} \end{cases} \quad (23)$$

À chaque pas de  $t$  de  $T$ , l'algorithme met à jour l'énergie dans le SSE suivant l'équation 24.

$$e_{t+1}^B = e_t^B - p_t^B \Delta t \quad (24)$$



# Bibliographie

- [1] Réseau de Transport d'Electricité | RTE, "Production – Production totale : RTE Bilan électrique 2019." [Online]. Available : <https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/production-totale/>
- [2] —, "Production – Production totale : RTE Bilan électrique 2020." [Online]. Available : <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/production-production-totale/>
- [3] Université de Sherbrooke, "Inter, trans, multi, pluri ou intradisciplinarité? - Laboratoire interdisciplinaire littérature et mathématiques." [Online]. Available : <https://www.usherbrooke.ca/litt-et-maths/fondements/inter-trans-multi-pluri-ou-intradisciplinarite>
- [4] Université Toulouse III - Paul Sabatier and Centre National de la Recherche Scientifique | CNRS, "NeOCampus." [Online]. Available : <https://www.irit.fr/neocampus/en/>
- [5] Ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation | MESRI, "Le M.E.S.R.I et le développement durable - Le Plan Vert." [Online]. Available : <https://www.enseignementsup-recherche.gouv.fr/fr/le-mesri-et-le-developpement-durable-49295>
- [6] Laboratoire d'analyse et d'architecture des systèmes | LAAS-CNRS, "Plateforme Énergie SYNERGY." [Online]. Available : <https://www.laas.fr/public/fr/plateforme-energie-synergy>
- [7] Institut national de la statistique et des études économiques | INSEE, "Pays du monde - Tableaux de l'économie et de la démographie." [Online]. Available : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/4277591?sommaire=4318291>
- [8] United Nations | UN (ONU), "World Population Prospects - Population Division." [Online]. Available : <https://population.un.org/wpp/Graphs/DemographicProfiles/Line/900>
- [9] E. Redondo Iglesias, "Étude du vieillissement des batteries lithium-ion dans les applications "véhicule électrique" : combinaison des effets de vieillissement calendaire et de cyclage," Energie électrique, Université de Lyon, 2017.
- [10] World Bank, "World Bank Open Data | Data." [Online]. Available : <https://data.worldbank.org/>
- [11] BP, "Statistical Review of World Energy | Energy economics | Home." [Online]. Available : <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- [12] —, "Statistical Review of World Energy 2020," Tech. Rep., 2020. [Online]. Available : <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>



- [13] International Energy Agency | IEA, “Electricity information Overview,” IEA, Tech. Rep., 2017. [Online]. Available : <http://wds.iea.org/WDS/tableviewer/document.aspx?FileId=1571>
- [14] —, “Global EV Outlook 2019 – Analysis.” [Online]. Available : <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2019>
- [15] —, “Data tables – Data & Statistics.” [Online]. Available : <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables>
- [16] International Renewable Energy Agency | IRENA, “Global Energy Transformation : A Roadmap to 2050,” Tech. Rep., 2019. [Online]. Available : <https://www.irena.org/DigitalArticles/2019/Apr/-/media/652AE07BBAAC407ABD1D45F6BBA8494B.ashx>
- [17] Réseau de Transport d’Electricité | RTE, “Gestionnaire du Réseau de Transport d’Electricité | Homepage.” [Online]. Available : <https://www.rte-france.com/>
- [18] Ministère de la transition écologique français, “Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC).” [Online]. Available : <https://www.ecologie.gouv.fr/strategie-nationale-bas-carbone-snbc>
- [19] C. D. Keeling, R. B. Bacastow, A. E. Bainbridge, C. A. Ekdahl, P. R. Guenther, L. S. Waterman, and J. F. S. Chin, “Atmospheric carbon dioxide variations at Mauna Loa Observatory, Hawaii,” *Tellus*, vol. 28, no. 6, pp. 538–551, 1976. [Online]. Available : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/j.2153-3490.1976.tb00701.x>
- [20] J.-L. Dufresne, “Jean-Baptiste Joseph Fourier et la découverte de l’effet de serre,” *La Météorologie*, vol. 8, no. 53, p. 42, 2006. [Online]. Available : [https://lameteorologie.fr/issues/2006/53/meteo\\_2006\\_53\\_42](https://lameteorologie.fr/issues/2006/53/meteo_2006_53_42)
- [21] R. Keeling and P. Trans, “Courbe de Keeling,” *Wikipédia*, 2021. [Online]. Available : [https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Courbe\\_de\\_Keeling&oldid=183284787](https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Courbe_de_Keeling&oldid=183284787)
- [22] Centre technique de référence en matière de pollution atmosphérique et de changement climatique | Citepa, “Citepa - Données et expertise Air & Climat.” [Online]. Available : <https://www.citepa.org/fr/>
- [23] Agence pour la transition écologique | ADEME, “Documentation Base Carbone.” [Online]. Available : [https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD\\_DOC\\_FR/index.htm?prg.htm](https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?prg.htm)
- [24] United Nations Environment Programme | UNEP (ONU), “Climate change science compendium 2009,” Sat, 09/16/2017 - 10 :37. [Online]. Available : <http://www.unep.org/resources/report/climate-change-science-compendium-2009>
- [25] Centre National de la Recherche Scientifique | CNRS, “Déclin des insectes : l’urgence d’agir,” *Le journal du CNRS*, pp. 36–37, Mar. 2021. [Online]. Available : <https://lejournald.cnrs.fr/numerous-papiers>
- [26] H. Jactel, J.-L. Imler, L. Lambrechts, A.-B. Failloux, J. D. Lebreton, Y. L. Maho, J.-C. Duplessy, P. Cossart, and P. Grandcolas, “Insect decline : Immediate action is

- needed,” *Comptes Rendus. Biologies*, vol. 343, no. 3, pp. 267–293, Feb. 2021. [Online]. Available : [https://comptes-rendus.academie-sciences.fr/biologies/item/CRBIOL\\_2020\\_343\\_3\\_267\\_0](https://comptes-rendus.academie-sciences.fr/biologies/item/CRBIOL_2020_343_3_267_0)
- [27] Intergovernmental Panel on Climate Change | IPCC - GIEC, “Les publications.” [Online]. Available : <https://www.ipcc.ch/languages-2/francais/publications/>
- [28] Ministère de la transition écologique français, “Chiffres clés du climat - France, Europe et Monde - Édition 2021 | Données et études statistiques,” 2021. [Online]. Available : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-du-climat-france-europe-et-monde-edition-2021-0?rubrique=29&dossier=1339>
- [29] Commission Européenne, “Base de données - Eurostat.” [Online]. Available : <https://ec.europa.eu/eurostat/fr/data/database>
- [30] Global Footprint Network, “Home - Global Footprint Network.” [Online]. Available : <https://www.footprintnetwork.org/>
- [31] Institut national de la statistique et des études économiques | INSEE, “Statistiques et études | Compte nationaux annuels.” [Online]. Available : <https://www.insee.fr/fr/statistiques?theme=33&categorie=5+2&geo=FRANCE-1&idfacette=4#contenu>
- [32] Global Footprint Network, “Earth Overshoot Day 2020 - Earth Overshoot Day.” [Online]. Available : <https://www.overshootday.org/>
- [33] A. Boutaud and N. Gondran, *L’empreinte écologique*, la découverte ed., ser. Repères, 2018. [Online]. Available : <https://www.cairn.info/l-empreinte-ecologique--9782707198730.htm>
- [34] Ministère de la transition écologique français, “Les Français émettent moins de CO<sub>2</sub> que leurs voisins européens.” [Online]. Available : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/les-francais-emettent-moins-de-co2-que-leurs-voisins-europeens-0>
- [35] Ministère de la transition écologique français, “Données et études statistiques pour le changement climatique, l’énergie, l’environnement, le logement, et les transports.” [Online]. Available : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr>
- [36] Service des données et études statistiques, “Les Français émettent moins de CO<sub>2</sub> que leurs voisins européens,” 2020. [Online]. Available : [https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-05/methodologie\\_emissions\\_co2\\_france\\_europe.pdf](https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-05/methodologie_emissions_co2_france_europe.pdf)
- [37] Ministère de la transition écologique français, “Chiffres clés de l’énergie | Édition 2020,” 2020. [Online]. Available : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-de-lenergie-edition-2020-0>
- [38] J. Serp, C. Poinssot, and S. Bourg, “Assessment of the Anticipated Environmental Footprint of Future Nuclear Energy Systems. Evidence of the Beneficial Effect of

- Extensive Recycling,” *Energies*, vol. 10, no. 9, p. 1445, Sep. 2017. [Online]. Available : <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/9/1445>
- [39] Le Monde, “Le nombre de déplacés internes, dus aux conflits et au climat, atteint des records,” *Le Monde.fr*, May 2021. [Online]. Available : [https://www.lemonde.fr/planete/article/2021/05/20/le-nombre-de-deplacés-internes-dus-aux-conflits-et-au-climat-atteint-des-records\\_6080826\\_3244.html](https://www.lemonde.fr/planete/article/2021/05/20/le-nombre-de-deplacés-internes-dus-aux-conflits-et-au-climat-atteint-des-records_6080826_3244.html)
- [40] United Nations | UN (ONU), “Conférence des Nations Unies sur l’environnement, Stockholm 1972 | Nations Unies.” [Online]. Available : <https://www.un.org/fr/conferences/environment/stockholm1972>
- [41] United Nations Framework Convention on Climate Change | UNFCCC, “Protocole de Kyoto.” [Online]. Available : <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpfrench.pdf>
- [42] —, “Rapport - Protocole de Kyoto,” Kyoto, Japon, Tech. Rep., 1998.
- [43] —, “The Paris Agreement.” [Online]. Available : <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>
- [44] United Nations Environment Programme | UNEP (ONU), “UN Environment Assembly concludes with an urgent call for action to solve planetary emergencies,” Feb. 2021. [Online]. Available : <http://www.unep.org/news-and-stories/press-release/un-environment-assembly-concludes-urgent-call-action-solve-planetary>
- [45] Commission Européenne, “2020 climate & energy package,” Nov. 2016. [Online]. Available : [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en)
- [46] —, “A European Green Deal.” [Online]. Available : [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_en](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en)
- [47] —, “2030 climate & energy framework,” Nov. 2016. [Online]. Available : [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en)
- [48] Ministère de la transition écologique français, “Présentation détaillée des thématiques Horizon 2020 Green Deal.” [Online]. Available : <https://www.horizon2020.gouv.fr/cid152509/presentation-detaillee-des-thematiques-horizon-2020-green-deal.html>
- [49] Gouvernement français, “Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte,” Aug. 2015. [Online]. Available : <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000031044385/>
- [50] International Energy Agency | IEA, “Renewable Power – Analysis,” 2020. [Online]. Available : <https://www.iea.org/reports/renewable-power>
- [51] —, “The IEA Sustainable Development Scenario,” 2018. [Online]. Available : [https://www.ieta.org/resources/COP24/Misc%20Media%20Files/Dec6/SE12%20\(2\).pdf](https://www.ieta.org/resources/COP24/Misc%20Media%20Files/Dec6/SE12%20(2).pdf)
- [52] Connaissances des énergies, “Bilan électrique de la France : que retenir de 2020? | Connaissances des énergies,” 03 mar 2021

- 
- 12 :00. [Online]. Available : <https://www.connaissancedesenergies.org/bilan-electrique-de-la-france-que-retenir-de-2020-210303-0>
- [53] Electricité de France | EDF, “Les grandes dates de l’électricité.” [Online]. Available : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/les-grandes-dates-de-l-electricite>
- [54] Gouvernement français, “Loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l’électricité et du gaz,” 1946.
- [55] Electricité de France | EDF, “EDF France.” [Online]. Available : <https://www.edf.fr/>
- [56] H. Morsel, *Histoire de l’électricité en France - Tome 3 (1946-1987)*, fayard ed., ser. Histoire, 1996, vol. 3. [Online]. Available : <https://www.fayard.fr/histoire/histoire-de-lelectricite-en-france-9782213029122>
- [57] Sénat France, “Loi relative au service public de l’électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières,” 2004. [Online]. Available : <http://www.senat.fr/dossier-legislatif/pjl03-383.html>
- [58] Enedis, “Fonctionnement du réseau.” [Online]. Available : <https://www.enedis.fr/fonctionnement-du-reseau>
- [59] —, “Enedis : distributeur d’électricité en France.” [Online]. Available : <https://www.enedis.fr>
- [60] Gouvernement français, “Code de l’énergie - Partie législative (Articles L100-1 à L731-1),” 2011. [Online]. Available : [https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section\\_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000023989452/2011-07-04/#LEGISCTA000023989452](https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000023989452/2011-07-04/#LEGISCTA000023989452)
- [61] Commission de régulation de l’énergie | CRE, “CRE - Homepage.” [Online]. Available : <https://www.cre.fr/>
- [62] F. Kremer, “Amélioration de l’Opérabilité des Centrales Electriques par l’Intégration d’un Système de Stockage d’Energie,” Génie Electrique, Université de Lorraine, 2021.
- [63] National Grid ESO | NGENSO, “System Needs and Product Strategy,” National Grid ESO | NGENSO, Royaume Unis, Tech. Rep., 2017. [Online]. Available : <https://www.nationalgrideso.com/document/84261/download>
- [64] A. Clément, F. Marmier, D. Kamissoko, D. Gourc, L. Wioland, V. Govaere, and J. Cegarra, “Robustesse, résilience : une brève synthèse des définitions au travers d’une analyse structurée de la littérature,” in *MOSIM 18 - 12ème Conférence internationale de Modélisation, Optimisation et SIMulation*, Toulouse, France, 2018, p. 8. [Online]. Available : hal-01852093
- [65] International Energy Agency | IEA and Rte, “Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d’énergies renouvelables à l’horizon 2050,” IEA - OECD, France, Tech. Rep., 2021.

- [66] Y. Ghanty, “Etude du lien entre la fréquence et les puissances actives pour le dimensionnement d’un microréseau alternatif îloté avec sources d’énergie renouvelables,” Génie Electrique, Université de Toulouse - INP Toulouse, Toulouse, France, 2018.
- [67] B. Mather, J. Hao, F. Ding, Y. Zhang, and E. Zhou, “Clean Grid Vision : A U.S. Perspective - Chapter 2. Distribution Issues and Tools,” National Renewable Energy Laboratory | NREL, Tech. Rep. NREL/TP-5C00-78643, 1823777, MainId :32560, Sep. 2021. [Online]. Available : <https://www.osti.gov/servlets/purl/1823777/>
- [68] H. Colin, C. Duvauchelle, G. Moine, Y. Tanguy, B. Gaiddon, and T. Tran-Quoc, “Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension,” Tech. Rep., 2010.
- [69] T. R. Ayodele, A. A. Jimoh, J. L. Munda, and J. T. Agee, “Challenges of Grid Integration of Wind Power on Power System Grid Integrity : A Review,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 2, no. 4, p. 9, 2012.
- [70] Enedis, “La transition énergétique et les smart grids.” [Online]. Available : <https://www.enedis.fr/la-transition-energetique-et-les-smart-grids>
- [71] —, “Le Mix par Enedis.” [Online]. Available : <https://www.enedis.fr/open-data-le-mix-par-enedis>
- [72] Gouvernement français, “Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d’achat de l’électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l’énergie solaire photovoltaïque, d’une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l’article D. 314-15 du code de l’énergie et situées en métropole continentale - Légifrance,” JORF n°0109 du 10 mai 2017. [Online]. Available : <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000034631446/>
- [73] —, “Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l’autoconsommation d’électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du code de l’énergie,” Apr. 2017. [Online]. Available : <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000034517272/>
- [74] Commission de régulation de l’énergie | CRE, “Le stockage de l’électricité en France,” CRE, Document de Reflection et de Proposition, 2019.
- [75] Office franco-allemand pour la transition énergétique - OFATE, “Systèmes de stockage d’électricité : Réglementations et évolutions,” Office franco-allemand pour la transition énergétique - OFATE, Tech. Rep., 2019. [Online]. Available : <https://energie-fr-de.eu/fr/energie-solaire/publications/publications-ofaenr.html>
- [76] Gouvernement français, “LOI n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l’énergie et au climat (1),” Nov. 2019.
- [77] X. Fang, S. Misra, G. Xue, and D. Yang, “Smart Grid — The New and Improved Power Grid : A Survey,” *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 14, no. 4, pp. 944–980, 2012. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6099519/>

- 
- [78] International Energy Agency | IEA, “Technical Roadmap - Smart Grids,” IEA - OECD, Paris, France, Tech. Rep., 2011. [Online]. Available : [www.iea.org](http://www.iea.org)
- [79] M. Bertholon, F. Iemenager, P. Sidat, Y. Consulting, C. Dornstatter, and A. Wochner, “Systèmes électriques intelligents : le soutien de l’ADEME à l’innovation depuis 2010 - Résultats, enjeux, perspectives,” Ademe, Tech. Rep., 2020. [Online]. Available : <https://www.ademe.fr/mediatheque>
- [80] International Energy Agency | IEA, “Scenario analysis - BLUE-Map,” 2010. [Online]. Available : <https://erpuk.org/wp-content/uploads/2015/03/ERP-Scenario-analysis-IEA-BLUE-Map.pdf>
- [81] Connaissances des énergies, “Smart grids (réseaux intelligents) : définition, applications et enjeux,” 14 juil. 2010 - 12 :00. [Online]. Available : <https://www.connaissancesdesenergies.org/fiche-pedagogique/reseau-intelligent-smart-grid>
- [82] Energie 3.0 : le magazine spécialisé sur l’efficacité énergétique, “Les Virtual Power Plants ou la production d’énergie décentralisée et intelligente.” [Online]. Available : <http://www.efficacite-electrique.fr/2014/01/les-virtual-power-plants-ou-la-production-d%e2%80%99energie-decentralisee-et-intelligente/>
- [83] Commission de régulation de l’énergie | CRE, “Le concept de microréseau.” [Online]. Available : <https://www.smartgrids-cre.fr/encyclopedie/les-microgrids/le-concept-de-microreseau>
- [84] M. Bertholon, A.-F. Kerouedan, and M. Regner, “Systèmes électriques intelligents - Premier résultats des démonstrateurs,” Agence pour la transition écologique | ADEME, Tech. Rep. 010039, 2016.
- [85] G. E. Fondation, “Energy Atlas 2018 - Facts and Figures about Renewables in Europe.” [Online]. Available : <https://gef.eu/publication/energy-atlas-2018/>
- [86] Agence pour la transition écologique | ADEME, “Qu’est-ce que le développement durable ?” [Online]. Available : <https://www.ademe.fr/expertises/developpement-durable/quest-developpement-durable>
- [87] H. Farhangi, “The path of the smart grid,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 8, no. 1, pp. 18–28, Jan. 2010. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/5357331/>
- [88] Commission de régulation de l’énergie | CRE, “Encyclopédie - SmartGrids.” [Online]. Available : <https://www.smartgrids-cre.fr/encyclopedie>
- [89] M. F. Zia, M. Benbouzid, E. Elbouchikhi, S. M. Muyeen, K. Techato, and J. M. Guerrero, “Microgrid Transactive Energy : Review, Architectures, Distributed Ledger Technologies, and Market Analysis,” *IEEE Access*, pp. 1–1, 2020. [Online]. Available : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8966274/>
- [90] F.-M. Poupeau, “Everything must change in order to stay as it is. The impossible decentralization of the electricity sector in France,” *Renewable and*

- Sustainable Energy Reviews*, vol. 120, p. 109597, Mar. 2020. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032119308056>
- [91] J. An, M. Lee, S. Yeom, and T. Hong, “Determining the Peer-to-Peer electricity trading price and strategy for energy prosumers and consumers within a microgrid,” *Applied Energy*, vol. 261, p. 114335, Mar. 2020. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261919320227>
- [92] H. A. Muqeet, I. A. Sajjad, A. Ahmad, M. M. Iqbal, S. Ali, and J. M. Guerrero, “Optimal Operation of Energy Storage System for a Prosumer Microgrid Considering Economical and Environmental Effects,” in *2019 International Symposium on Recent Advances in Electrical Engineering (RAEE)*. Islamabad, Pakistan : IEEE, Aug. 2019, pp. 1–6. [Online]. Available : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8887002/>
- [93] N. Wang, X. Zhou, X. Lu, Z. Guan, L. Wu, X. Du, and M. Guizani, “When Energy Trading Meets Blockchain in Electrical Power System : The State of the Art,” *Applied Sciences*, vol. 9, no. 8, p. 1561, Apr. 2019. [Online]. Available : <https://www.mdpi.com/2076-3417/9/8/1561>
- [94] M. B. Mollah, J. Zhao, D. Niyato, and L. Yang, “Blockchain for Future Smart Grid : A Comprehensive Survey,” *IEEE Internet of Things Journal*, vol. 8, no. 1, pp. 18–43, 2020. [Online]. Available : [arXiv:1911.03298v2](https://arxiv.org/abs/1911.03298v2)
- [95] M. L. Di Silvestre, P. Gallo, J. M. Guerrero, R. Musca, E. Riva Sanseverino, G. Sciumè, J. C. Vásquez, and G. Zizzo, “Blockchain for power systems : Current trends and future applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 119, p. 109585, Mar. 2020. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032119307932>
- [96] E. Hossain, I. Khan, F. Un-Noor, S. S. Sikander, and M. S. H. Sunny, “Application of Big Data and Machine Learning in Smart Grid, and Associated Security Concerns : A Review,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 13 960–13 988, 2019. [Online]. Available : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8625421/>
- [97] F. Wurtz and B. Delinchant, ““Smart buildings” integrated in “smart grids” : A key challenge for the energy transition by using physical models and optimization with a “human-in-the-loop” approach,” *Comptes Rendus Physique*, vol. 18, no. 7-8, pp. 428–444, Sep. 2017. [Online]. Available : <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1631070517300634>
- [98] A. Castillo and D. F. Gayme, “Grid-scale energy storage applications in renewable energy integration : A survey,” *Energy Conversion and Management*, vol. 87, pp. 885–894, Nov. 2014. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890414007018>
- [99] Á. Arcos-Vargas, D. Canca, and F. Núñez, “Impact of battery technological progress on electricity arbitrage : An application to the Iberian market,” *Applied Energy*, vol. 260,

- p. 114273, Feb. 2020. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261919319609>
- [100] G. L. Kyriakopoulos and G. Arabatzis, “Electrical energy storage systems in electricity generation : Energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 1044–1067, Apr. 2016. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403211501429X>
- [101] G. Litjens, E. Worrell, and W. van Sark, “Economic benefits of combining self-consumption enhancement with frequency restoration reserves provision by photovoltaic-battery systems,” *Applied Energy*, vol. 223, pp. 172–187, Aug. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261918305622>
- [102] A. Malhotra, B. Battke, M. Beuse, A. Stephan, and T. Schmidt, “Use cases for stationary battery technologies : A review of the literature and existing projects,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 705–721, Apr. 2016. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115013520>
- [103] O. Palizban and K. Kauhaniemi, “Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications,” *Journal of Energy Storage*, vol. 6, pp. 248–259, May 2016. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X1630010X>
- [104] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system : A critical review,” *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S100200710800381X>
- [105] N. Günter and A. Marinopoulos, “Energy storage for grid services and applications : Classification, market review, metrics, and methodology for evaluation of deployment cases,” *Journal of Energy Storage*, vol. 8, pp. 226–234, Nov. 2016. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X16301141>
- [106] D. Gardiner, O. Schmidt, P. Heptonstall, R. Gross, and I. Staffell, “Quantifying the impact of policy on the investment case for residential electricity storage in the UK,” *Journal of Energy Storage*, vol. 27, p. 101140, Feb. 2020. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X19304153>
- [107] J. Agenbroad, K. Ernst, K. Carlin, and S. Doig, “Minigrids on the money - Six ways to reduce minigrid costs by 60% for rural electrification,” Rocky Mountain Institute | RMI, Tech. Rep., 2018. [Online]. Available : [www.rmi.org/insight/minigrids2018](http://www.rmi.org/insight/minigrids2018)
- [108] Rocky Mountain Institute | RMI, “RMI - Homepage.” [Online]. Available : <https://rmi.org/>
- [109] E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir, and R. Perez, “Microgrid testbeds around the world : State of art,” *Energy Conversion and Management*, vol. 86, pp. 132–153, 2014.
- [110] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, “Microgrids energy management systems : A critical review on methods, solutions, and prospects,” *Applied Energy*, vol. 222, pp.



- 1033–1055, Jul. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261918306676>
- [111] Gouvernement français, “LOI n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l’environnement (1),” Aug. 2009.
- [112] R. Rigo-Mariani, “Méthodes de conception intégrée "dimensionnement-gestion" par optimisation d’un microréseau avec stockage,” Génie Electrique, Université de Toulouse - INP Toulouse, 2014.
- [113] Institute of Electrical and Electronics Engineers, “IEEE 2030.7-2017 - IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers.” [Online]. Available : [https://standards.ieee.org/standard/2030\\_7-2017.html](https://standards.ieee.org/standard/2030_7-2017.html)
- [114] A. Agüera-Pérez, J. C. Palomares-Salas, J. J. González de la Rosa, and O. Florencias-Oliveros, “Weather forecasts for microgrid energy management : Review, discussion and recommendations,” *Applied Energy*, vol. 228, pp. 265–278, Oct. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261918309565>
- [115] S. R. Khuntia, J. L. Rueda, and M. A. van der Meijden, “Forecasting the load of electrical power systems in mid- and long-term horizons : A review,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 16, pp. 3971–3977, Dec. 2016. [Online]. Available : <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2016.0340>
- [116] Y. Chen, C. Deng, D. Li, and M. Chen, “Quantifying cumulative effects of stochastic forecast errors of renewable energy generation on energy storage SOC and application of Hybrid-MPC approach to microgrid,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 117, p. 105710, May 2020. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061519317648>
- [117] EU Contract ENK5-CT-2002-00610, Annex, and Nikos Hatziargyriou, “MICROGRIDS – Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids,” 2002. [Online]. Available : <http://www.microgrids.eu/micro2000/presentations/19.pdf>
- [118] A. G. Tsikalakis and N. D. Hatziargyriou, “Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 1, pp. 241–248, Mar. 2008. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/4454000/>
- [119] R. Evins, K. Orehounig, V. Dorer, and J. Carmeliet, “New formulations of the ‘energy hub’ model to address operational constraints,” *Energy*, vol. 73, pp. 387–398, Aug. 2014. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544214007270>
- [120] P. Mancarella, “MES (multi-energy systems) : An overview of concepts and evaluation models,” *Energy*, vol. 65, pp. 1–17, Feb. 2014. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544213008931>
- [121] W. Huang, N. Zhang, Y. Wang, T. Capuder, I. Kuzle, and C. Kang, “Matrix Modeling of Energy Hub with Variable Energy Efficiencies,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 119, p. 105876, 2020.

- 
- [122] C. Tiberiu, J. Virgone, and E. Blanco, “Multi source energy systems analysis using a multi criteria decision aid methodology,” *Renewable Energy*, vol. 36, no. 36, pp. 2245–2252, 2011.
- [123] J. Allegrini, K. Orehounig, G. Mavromatidis, F. Ruesch, V. Dorer, and R. Evins, “A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 1391–1404, Dec. 2015. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115007704>
- [124] F. Martin-Martínez, A. Sánchez-Miralles, and M. Rivier, “A literature review of Microgrids : A functional layer based classification,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 1133–1153, Sep. 2016. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116301356>
- [125] T. Adefarati and R. Bansal, “Integration of renewable distributed generators into the distribution system : A review,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 7, pp. 873–884, Aug. 2016. [Online]. Available : <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2015.0378>
- [126] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer, “Distributed generation : Definition, benefits and issues,” *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, Apr. 2005. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421503003069>
- [127] P. Kumar and D. K. Palwalia, “Decentralized Autonomous Hybrid Renewable Power Generation,” *Journal of Renewable Energy*, vol. 2015, pp. 1–18, 2015. [Online]. Available : <http://www.hindawi.com/journals/jre/2015/856075/>
- [128] X. L. Huang, C. Zhou, W. He, S. Sun, Y.-L. Chueh, Z. M. Wang, H. K. Liu, and S. X. Dou, “An Emerging Energy Storage System : Advanced Na–Se Batteries,” *ACS Nano*, vol. 15, no. 4, pp. 5876–5903, Apr. 2021. [Online]. Available : <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acsnano.0c10078>
- [129] Laboratoire d’analyse et d’architecture des systèmes | LAAS-CNRS, “Le Projet ADREAM.” [Online]. Available : <https://www.laas.fr/public/fr/le-projet-adream>
- [130] —, “Le bâtiment expérimental Adream.” [Online]. Available : <https://www.laas.fr/public/fr/le-b%C3%A2timent-exp%C3%A9rimental>
- [131] Laboratoire d’analyse et d’architecture des systèmes | LAAS-CNRS, “Accueil - BD ADREAM.” [Online]. Available : <http://pelican/adreamdata/web/app.php/>
- [132] A. Berasategi Arostegi, “New optimized electrical architectures of photovoltaic generators with high conversion efficiency,” *Génie Électrique*, Université Toulouse 3 Paul Sabatier (UT3 Paul Sabatier), 2013.
- [133] Y. El Basri, “Architecture de puissance distribuée reconfigurable dédiée à l’optimisation de l’énergie photovoltaïque,” *Micro et nanotechnologies/Microélectronique*, Université de Toulouse - Toulouse 3 Paul Sabatier, 2013.

- [134] M. Bressan, "Développement d'un outil de supervision et de contrôle pour une installation solaire photovoltaïque," *Electronique*, Université de Perpignan Via Domitia, 2014.
- [135] L. A. García-Gutiérrez, "Development of an Active-Fault Tolerant Control Applied to PV systems," *Electric Power*, Université Paul Sabatier - Toulouse 3 ; Universidad de los Andes, Toulouse (France) - Bogota (Colombie), 2019. [Online]. Available : tel-02147149
- [136] A. Galeano Gutierrez, "Study of Photovoltaic System Integration in Microgrids through Real-Time Modeling and Emulation of its Components Using HiLeS," *Composants et Systèmes de Gestion de l'énergie*, Université Paul Sabatier - Toulouse 3 ; Universidad de los Andes, Toulouse (France) - Bogota (Colombie), 2017. [Online]. Available : tel-01978781
- [137] O. Lopez Santos, "Contribution to the DCAC conversion in photovoltaic systems : Module oriented converters," *Automatique*, Université de Toulouse - INSA Toulouse, 2015.
- [138] I. Papas, B. Estibals, C. Ecrepont, and C. Alonso, "Testing and evaluation of dynamic energy simulations for the development of an intelligent management of energy for the ADREAM smart building," in *2017 IEEE SmartWorld, Ubiquitous Intelligence & Computing, Advanced & Trusted Computed, Scalable Computing & Communications, Cloud & Big Data Computing, Internet of People and Smart City Innovation (SmartWorld/SCALCOM/UIC/ATC/CBDCOM/IOP/SCI)*. San Francisco, CA : IEEE, Aug. 2017, pp. 1–7. [Online]. Available : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8397403/>
- [139] K. Neuhaus, "Design of a LVDC network based on sustainable energy sources and several types of electrochemical storage elements," *Theses*, Université Toulouse 3 Paul Sabatier (UT3 Paul Sabatier), Dec. 2018. [Online]. Available : <https://hal.laas.fr/tel-02080092>
- [140] J. Dulout, "Optimal sizing and energy management of storage systems for renewable sources deployment, design of a LVDC microgrid," *Theses*, Université Toulouse 3 Paul Sabatier (UT3 Paul Sabatier), Dec. 2017. [Online]. Available : <https://hal.laas.fr/tel-01719288>
- [141] S. U. Ngueveu, C. Artigues, and P. Lopez, "Scheduling under a non-reversible energy source : An application of piecewise linear bounding of non-linear demand/cost functions," *Discrete Applied Mathematics*, vol. 208, pp. 98–113, Jul. 2016. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0166218X16300932>
- [142] S. U. Ngueveu, B. Sareni, and X. Roboam, "Piecewise bounding and Integer Linear Programming for the optimal management of a water pumping and desalination process," *preprint*, p. 15, 2014. [Online]. Available : <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01163064>
- [143] T. Guérout, "Ordonnancement sous contraintes de qualité de service dans les clouds," *Réseaux Télécommunication*, Université de Toulouse - INSA Toulouse, 2014.
- [144] I. de Courchelle, Y. Labit, T. Monteil, and T. Guerout, "A Data Model for Supplying a Data Center with Several Energy Sources," in *2016 Intl IEEE Conferences on Ubiquitous Intelligence & Computing, Advanced and Trusted Computing, Scalable Computing and*

- Communications, Cloud and Big Data Computing, Internet of People, and Smart World Congress (UIC/ATC/ScalCom/CBDCCom/IoP/SmartWorld)*. Toulouse : IEEE, Jul. 2016, pp. 1033–1038. [Online]. Available : <https://ieeexplore.ieee.org/document/7816957/>
- [145] Collectif Labo1.5, “1point5 | Transformer la recherche collectivement.” [Online]. Available : <https://labos1point5.org/>
- [146] Laboratoire d’analyse et d’architecture des systèmes | LAAS-CNRS, “Ecolaas | Environnement et développement durable au LAAS.” [Online]. Available : <https://www.laas.fr/projects/ecolaas/fr>
- [147] J. Dulout, C. Alonso, L. Séguier, and B. Jammes, “Development of a photovoltaic low voltage DC micro-grid for buildings with energy storage systems,” in *Electrimacs*, Toulouse, France, 2017, p. 7.
- [148] Laboratoire d’analyse et d’architecture des systèmes | LAAS-CNRS, “OPA Project.” [Online]. Available : <https://syndream.laas.fr:8082/>
- [149] S. N. Backhaus, G. W. Swift, S. Chatzivasileiadis, W. Tschudi, S. Glover, M. Starke, J. Wang, M. Yue, and D. Hammerstrom, “DC Microgrids Scoping Study. Estimate of Technical and Economic Benefits,” Tech. Rep. LA-UR–15-22097, 1209276, Mar. 2015. [Online]. Available : <http://www.osti.gov/servlets/purl/1209276/>
- [150] Union Technique de l’Électricité | UTE, “UTE C15-559.” [Online]. Available : <https://www.boutique.afnor.org/fr-fr/norme/ute-c15559/installations-electriques-a-basse-tension-guide-pratique-installation-declaf/139372/28972>
- [151] N. Bayati, A. Hajizadeh, and M. Soltani, “Protection in DC microgrids : A comparative review,” *IET Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 66–75, Oct. 2018. [Online]. Available : <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-stg.2018.0035>
- [152] S. Beheshtaein, R. Cuzner, M. Savaghebi, and J. M. Guerrero, “Review on microgrids protection,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 6, pp. 743–759, Mar. 2019. [Online]. Available : <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2018.5212>
- [153] T. Dragicevic, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “DC Microgrids—Part II : A Review of Power Architectures, Applications, and Standardization Issues,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 5, pp. 3528–3549, May 2016. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7177102/>
- [154] D. J. Becker and B. Sonnenberg, “DC microgrids in buildings and data centers,” in *2011 IEEE 33rd International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*. Amsterdam, Netherlands : IEEE, Oct. 2011, pp. 1–7. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6099725/>
- [155] International Electrotechnical Commission | IEC, “Homepage | IEC.” [Online]. Available : <https://www.iec.ch/homepage>

- [156] H. Wu, M. Sechilariu, and F. Locment, "Impact of power converters' efficiency on building-integrated microgrid," in *2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe)*. Geneva : IEEE, Sep. 2015, pp. 1–10. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7309297/>
- [157] A. F. Moreno and E. Mojica-Nava, "LVDC microgrid perspective for a high efficiency distribution system," in *2014 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA)*. Medellin, Colombia : IEEE, Sep. 2014, pp. 1–7. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6955283/>
- [158] A. T. Elsayed, A. A. Mohamed, and O. A. Mohammed, "DC microgrids and distribution systems : An overview," *Electric Power Systems Research*, vol. 119, pp. 407–417, Feb. 2015. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779614003885>
- [159] N. Jaalam, N. Rahim, A. Bakar, C. Tan, and A. M. Haidar, "A comprehensive review of synchronization methods for grid-connected converters of renewable energy source," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1471–1481, Jun. 2016. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116000964>
- [160] J. Kumar, A. Agarwal, and V. Agarwal, "A review on overall control of DC microgrids," *Journal of Energy Storage*, vol. 21, pp. 113–138, Feb. 2019. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X18302019>
- [161] D. Y. Yamashita, I. Vechiu, and J.-P. Gaubert, "A review of hierarchical control for building microgrids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 118, p. 109523, Feb. 2020. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032119307312>
- [162] A. Bidram and A. Davoudi, "Hierarchical Structure of Microgrids Control System," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1963–1976, Dec. 2012. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6202752/>
- [163] L. Meng, Q. Shafiee, G. Ferrari Trecate, H. Karimi, D. Fulwani, X. Lu, and J. M. Guerrero, "Review on Control of DC Microgrids," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, pp. 1–1, 2017. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7890986/>
- [164] M. Carpintero-Rentería, D. Santos-Martín, and J. M. Guerrero, "Microgrids Literature Review through a Layers Structure," *Energies*, vol. 12, no. 22, p. 4381, Nov. 2019. [Online]. Available : <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/22/4381>
- [165] Y. Han, X. Ning, P. Yang, and L. Xu, "Review of Power Sharing, Voltage Restoration and Stabilization Techniques in Hierarchical Controlled DC Microgrids," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 149 202–149 223, 2019. [Online]. Available : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8864985/>

- 
- [166] Y. Han, H. Li, P. Shen, E. A. A. Coelho, and J. M. Guerrero, "Review of Active and Reactive Power Sharing Strategies in Hierarchical Controlled Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 3, pp. 2427–2451, Mar. 2017. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7478670/>
- [167] Z. Shuai, J. Fang, F. Ning, and Z. J. Shen, "Hierarchical structure and bus voltage control of DC microgrid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 3670–3682, Feb. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117314788>
- [168] Kai Sun, Li Zhang, Yan Xing, and J. M. Guerrero, "A Distributed Control Strategy Based on DC Bus Signaling for Modular Photovoltaic Generation Systems With Battery Energy Storage," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 10, pp. 3032–3045, Oct. 2011. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/5730500/>
- [169] J. Schonberger, R. Duke, and S. Round, "DC-Bus Signaling : A Distributed Control Strategy for a Hybrid Renewable Nanogrid," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 5, pp. 1453–1460, Oct. 2006. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/1705636/>
- [170] A. J. Abianeh, R. Gottumukkala, and T. Dragičević, "Cyber-Resilient Sliding Mode Consensus Based Secondary Control Scheme for Islanded AC Microgrids," *IEEE Transactions on Industry Applications*, p. 17, 2020.
- [171] Y. Han, K. Zhang, H. Li, E. A. A. Coelho, and J. M. Guerrero, "MAS-Based Distributed Coordinated Control and Optimization in Microgrid and Microgrid Clusters : A Comprehensive Overview," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 8, pp. 6488–6508, Aug. 2018. [Online]. Available : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8063428/>
- [172] M. Tucci, L. Meng, J. M. Guerrero, and G. Ferrari-Trecate, "Stable current sharing and voltage balancing in DC microgrids : A consensus-based secondary control layer," *Automatica*, vol. 95, pp. 1–13, Sep. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0005109818302024>
- [173] Elektro-Automatik, "Elektro-Automatik | DC Electronic Loads." [Online]. Available : <https://elektroautomatik.com/fr/produits/charges-electroniques-dc/>
- [174] —, "Elektro-Automatik | Alimentation programmable 9080-40." [Online]. Available : [https://elektroautomatik.com/shop/media/pdf/00/72/9c/datasheet\\_ps9000\\_2u\\_fr.pdf](https://elektroautomatik.com/shop/media/pdf/00/72/9c/datasheet_ps9000_2u_fr.pdf)
- [175] Yokogawa Test & Measurement Corporation, "Power Analyzers and Power Meters | Yokogawa Test & Measurement." [Online]. Available : <https://tmi.yokogawa.com/fr/solutions/products/power-analyzers/>
- [176] National Instruments | NI, "LabWindows/CVI." [Online]. Available : <https://www.ni.com/fr-fr/shop/software/products/labwindows-cvi.html>

- [177] I. Aharon and A. Kuperman, "Topological Overview of Powertrains for Battery-Powered Vehicles With Range Extenders," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 3, pp. 868–876, Mar. 2011. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/5692836/>
- [178] Microchip Technology, "dsPIC33FJ16GS502 | Microchip Technology." [Online]. Available : <https://www.microchip.com/en-us/product/dsPIC33FJ16GS502>
- [179] —, "MPLAB® X IDE | Microchip Technology." [Online]. Available : <https://www.microchip.com/en-us/development-tools-tools-and-software/mplab-x-ide>
- [180] M. Technologies, "16 Volt Small Ultracapacitors Modules." [Online]. Available : <https://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/16v-small-modules/documents>
- [181] S. A. Gorji, H. G. Sahebi, M. Ektesabi, and A. B. Rad, "Topologies and Control Schemes of Bidirectional DC–DC Power Converters : An Overview," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 117997–118019, 2019. [Online]. Available : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8811451/>
- [182] S. Ganesan, "Performance Improvement of Micro Grid Energy Management System using Interleaved Boost Converter and P&O MPPT Technique," *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 6, no. 2, p. 9, 2016.
- [183] R. Giral, L. Martinez-Salamero, and S. Singer, "Interleaved converters operation based on CMC," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 14, no. 4, pp. 643–652, Jul. 1999. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/774201/>
- [184] A. Cid-Pastor, R. Giral, J. Calvente, V. I. Utkin, and L. Martinez-Salamero, "Interleaved Converters Based on Sliding-Mode Control in a Ring Configuration," *IEEE Transactions on Circuits and Systems I : Regular Papers*, vol. 58, no. 10, pp. 2566–2577, Oct. 2011. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/5754620/>
- [185] R. B. A. Cunha, S. G. Di Santo, A. J. S. Filho, and F. F. Costa, "Finite control set applied to the current control of interleaved boost converter of PV systems," in *2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. San Diego, CA : IEEE, Nov. 2017, pp. 580–584. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/8191127/>
- [186] A. Berasategi, C. Cabal, C. Alonso, and B. Estivals, "European efficiency improvement in photovoltaic application by means of parallel connection of power converters," in *13th European Conferences on Power Electronics and Applications*, 2009.
- [187] V. Dupe, B. Jammes, L. Seguier, and C. Alonso, "Accurate power loss model of a boost cell in a multiphase converter for phase management," in *2014 16th European Conference on Power Electronics and Applications*. Lappeenranta, Finland : IEEE, Aug. 2014, pp. 1–9. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6910935/>
- [188] R. Hidalgo-Leon, J. Urquizo, J. Litardo, P. Jacome-Ruiz, P. Singh, and J. Wu, "Li-ion battery discharge emulator based on three-phase interleaved DC-DC boost

- converter,” in *2019 IEEE 39th Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXIX)*. Guatemala City, Guatemala : IEEE, Nov. 2019, pp. 1–6. [Online]. Available : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8976971/>
- [189] A. Pascual, G. Eirea, and E. Ferreira, “A control strategy for multi-phase buck converters under dynamical selection of active phases,” in *2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*. San Jose, CA : IEEE, Sep. 2009, pp. 1112–1117. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/5316525/>
- [190] W. Qiu, C. Cheung, S. Xiao, and G. Miller, “Power Loss Analyses for Dynamic Phase Number Control in Multiphase Voltage Regulators,” in *2009 Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*. Washington, DC, USA : IEEE, Feb. 2009, pp. 102–108. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/4802640/>
- [191] C. K. Teh, A. Suzuki, M. Yamada, M. Hamada, and Y. Unekawa, “A 3-phase digitally controlled DC-DC converter with 88% ripple reduced 1-cycle phase adding/dropping scheme and 28% power saving CT/DT hybrid current control,” in *2014 IEEE International Solid-State Circuits Conference Digest of Technical Papers (ISSCC)*. San Francisco, CA, USA : IEEE, Feb. 2014, pp. 78–79. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6757345/>
- [192] A. Berasategi, Y. El Basri, C. Cabal, B. Estibals, M. Vermeersch, and C. Alonso, “Control laws to improve efficiency and average life time of an adaptive multi-phases converter dedicated to photovoltaic applications,” in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPO'11), Las Palmas de Gran Canaria (Spain)*, 2011, pp. 13–15.
- [193] P. Zumel, C. Fernandez, A. De Castro, and O. Garcia, “Efficiency improvement in multi-phase converter by changing dynamically the number of phases,” in *Power Electronics Specialists Conference, 2006. PESC'06. 37th IEEE*. IEEE, 2006, pp. 1–6.
- [194] P. Abishri, S. Umashankar, and R. Sudha, “Review of Coupled Two and Three Phase Interleaved Boost Converter (IBC) and Investigation of Four Phase IBC for Renewable Application,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 6, no. 2, p. 14, 2016.
- [195] M. Kanzian, H. Gietler, M. Agostinelli, R. Priewasser, and M. Huemer, “Comparative study of digital control schemes for interleaved multi-phase buck converters,” *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 135, no. 1, pp. 54–60, Feb. 2018. [Online]. Available : <http://link.springer.com/10.1007/s00502-017-0574-3>
- [196] D. Schumacher, P. Magne, M. Preindl, B. Bilgin, and A. Emadi, “Closed loop control of a six phase interleaved bidirectional dc-dc boost converter for an EV/HEV application,” in *Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC), 2016 IEEE*. IEEE, 2016, pp. 1–7.



- [197] J.-P. Ferrieux and F. Forest, *Alimentation à découpage - convertisseurs à résonance : principes - composants - modélisation*, masson ed., ser. Collection Technologies. Masson, 1994, vol. 2.
- [198] B. Allard, “Principes de régulation en boucle fermée – approche en tension - Boucle fermée, régulateur de tension,” *Techniques de l’Ingénieur*, no. d3183, p. 14, 2017.
- [199] S. D’Arco, J. A. Suul, and O. B. Fosso, “Small-signal modeling and parametric sensitivity of a virtual synchronous machine in islanded operation,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 72, pp. 3–15, Nov. 2015. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061515000885>
- [200] RS Components, “Batterie au plomb étanche RS PRO 12V 75Ah cyclique | RS Components.” [Online]. Available : <https://fr.rs-online.com/web/p/batteries-au-plomb/7270439>
- [201] R. Amirante, E. Cassone, E. Distaso, and P. Tamburrano, “Overview on recent developments in energy storage : Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies,” *Energy Conversion and Management*, vol. 132, pp. 372–387, Jan. 2017. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S019689041631055X>
- [202] D. Linden, *Handbook of batteries*, elsevier ed., ser. Fuel and energy abstract, 1995, vol. 4. [Online]. Available : <https://archipel-univtoulouse.hosted.exlibrisgroup.com>
- [203] P. Mayé, *Générateurs électrochimiques : Piles, accumulateurs et piles à combustible*. Dunod, Jul. 2010.
- [204] M. S. Guney and Y. Tepe, “Classification and assessment of energy storage systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 1187–1197, Aug. 2017. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116308218>
- [205] M. Aneke and M. Wang, “Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review,” *Applied Energy*, vol. 179, pp. 350–377, Oct. 2016. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261916308728>
- [206] H. A. Kiehne, I. Boehm, K. Eberts, W. T. H. Koch, W. Raudszus, D. Spahrbier, D. Sprengel, and W. Scheytt, *Batteries. Fundamentals and Theory, Running Techniques, Outlook*, Jan. 1988. [Online]. Available : <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/6533617>
- [207] R. M. Dell and D. a. J. Rand, *Understanding Batteries*, Jul. 2001. [Online]. Available : <https://pubs-rsc-org.insis.bib.cnrs.fr/en/content/ebook/978-0-85404-605-8>
- [208] C. A. C. Sequeira and A. Hooper, Eds., *Solid State Batteries*. Dordrecht : Springer Netherlands, 1985. [Online]. Available : <http://link.springer.com/10.1007/978-94-009-5167-9>
- [209] M. Jafari, K. Khan, and L. Gauchia, “Deterministic models of Li-ion battery aging : It is a matter of scale,” *Journal of Energy Storage*, vol. 20, pp. 67–77, Dec. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X18303098>

- 
- [210] M. Dubarry, C. Pastor-Fernández, G. Baure, T. F. Yu, W. D. Widanage, and J. Marco, "Battery energy storage system modeling : Investigation of intrinsic cell-to-cell variations," *Journal of Energy Storage*, vol. 23, pp. 19–28, Jun. 2019. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X18308156>
- [211] D. U. Sauer, G. Bopp, A. Jossen, J. Garche, M. Rothert, and M. Wollny, "State of charge - What do we really speak about?" in *International Communications Energy Conference*, Copenhagen, Denmark, Jun. 1999, p. 6.
- [212] A. D. McNaught and A. Wilkinson, *Compendium of Chemical Terminology - International Union of Pure and Applied Chemistry Gold Book*, blackwell science ed., 1997, vol. 1669. [Online]. Available : <http://www.old.iupac.org/publications/books/author/mcnaught.html>
- [213] G. Piłatowicz, H. Budde-Meiwes, J. Kowal, C. Sarfert, E. Schoch, M. Königsmann, and D. U. Sauer, "Determination of the lead-acid battery's dynamic response using Butler-Volmer equation for advanced battery management systems in automotive applications," *Journal of Power Sources*, vol. 331, pp. 348–359, Nov. 2016. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775316312289>
- [214] D. Andre, M. Meiler, K. Steiner, C. Wimmer, T. Soczka-Guth, and D. Sauer, "Characterization of high-power lithium-ion batteries by electrochemical impedance spectroscopy. I. Experimental investigation," *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 12, pp. 5334–5341, Jun. 2011. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775311000681>
- [215] Yuasa, "YUASA NP VRLA series Manual." [Online]. Available : <https://www.manualslib.com/manual/1574335/Yuasa-Np-Series.html#page=2-manual>
- [216] J. Büngeler, E. Cattaneo, B. Riegel, and D. U. Sauer, "Advantages in energy efficiency of flooded lead-acid batteries when using partial state of charge operation," *Journal of Power Sources*, vol. 375, pp. 53–58, Jan. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775317315173>
- [217] J. Lannelongue, "Accumulateurs hautes performances de type plomb-étanche-AGM avec collecteurs de courant à base de titane et de carbone flexibles," Chimie théorique et/ou physique, Université Grenoble Alpes, 2017.
- [218] F. Karoui, "Optimisation de stratégies de gestion des batteries au plomb utilisées dans les systèmes photovoltaïques," Electrochimie, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2007.
- [219] Yuasa, "NP1.2-6 - NP - VRLA - Industrielles - Batteries." [Online]. Available : <https://www.yuasa.fr/batteries/industrielles/np-vrla/np1-2-6.html>
- [220] P. Pascoe and A. Anbuky, "VRLA battery capacity estimation using soft computing analysis of the coup de fouet region," in *INTELEC. Twenty-Second International Telecommunications Energy Conference (Cat. No.00CH37131)*. Phoenix, AZ, USA :

- IEEE, 2000, pp. 589–596. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/884308/>
- [221] J. Robert and J. Alzieu, “Accumulateurs - Accumulateurs au plomb,” *Techniques de l’Ingénieur*, vol. V1, no. D3352, p. 17, 2004.
- [222] S. Pelissier, “Introduction au vieillissement des batteries Lithium-ion et aux protocoles expérimentaux de test de durée de vie,” *La Revue 3E.I.*, vol. 68, no. 68, p. 6, 2012. [Online]. Available : [hal-01228457](http://hal-01228457)
- [223] E. Ebner, A. Börger, M. Gelbke, E. Zena, and M. Wieger, “Temperature-dependent formation of vertical concentration gradients in lead-acid batteries under PSoC operation – Part 1 : Acid stratification,” *Electrochimica Acta*, vol. 90, pp. 219–225, Feb. 2013. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S001346861201972X>
- [224] E. Ebner, M. Gelbke, E. Zena, M. Wieger, and A. Börger, “Temperature-dependent formation of vertical concentration gradients in lead-acid-batteries under pSoC operation – Part 2 : Sulfate analysis,” *Electrochimica Acta*, vol. 262, pp. 144–152, Feb. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0013468617326063>
- [225] R. Khayat Ghavami, F. Kameli, A. Shirojan, and A. Azizi, “Effects of surfactants on sulfation of negative active material in lead acid battery under PSOC condition,” *Journal of Energy Storage*, vol. 7, pp. 121–130, Aug. 2016. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X16300834>
- [226] W. Waag, C. Fleischer, and D. U. Sauer, “Critical review of the methods for monitoring of lithium-ion batteries in electric and hybrid vehicles,” *Journal of Power Sources*, vol. 258, pp. 321–339, Jul. 2014. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775314002572>
- [227] A. 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),” *Energie électrique*, Université Claude Bernard - Lyon I, 2015.
- [228] J. Alzieu, H. Smimite, and C. Glaize, “Improvement of intelligent battery controller : State-of-charge indicator and associated functions,” *Journal of Power Sources*, vol. 67, no. 1-2, pp. 157–161, Jul. 1997. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775397025081>
- [229] J. Álvarez Antón, P. García Nieto, F. de Cos Juez, F. Sánchez Lasheras, M. González Vega, and M. Roqueñí Gutiérrez, “Battery state-of-charge estimator using the SVM technique,” *Applied Mathematical Modelling*, vol. 37, no. 9, pp. 6244–6253, May 2013. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0307904X13000462>
- [230] D. M. Rosewater, D. A. Copp, T. A. Nguyen, and S. Santoso, “Battery Energy Storage Models for Optimal Control,” *IEEE Access*, vol. 7, p. 35, 2019.

- 
- [231] D. Rosewater, S. Ferreira, D. Schoenwald, and S. Santoso, "Battery Energy Storage State-of-Charge Forecasting : Models, Optimization, and Accuracy," *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 10, no. 3, p. 10, 2019.
- [232] N. Campagna, V. Castiglia, R. Miceli, R. A. Mastromauro, C. Spataro, M. Trapanese, and F. Viola, "Battery Models for Battery Powered Applications : A Comparative Study," *Energies*, vol. 13, no. 16, p. 4085, Aug. 2020. [Online]. Available : <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/16/4085>
- [233] 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, Dec. 2012. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890412001987>
- [234] X. Hu, S. Li, and H. Peng, "A comparative study of equivalent circuit models for Li-ion batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 198, pp. 359–367, Jan. 2012. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775311019628>
- [235] M. U. Cuma and T. Koroglu, "A comprehensive review on estimation strategies used in hybrid and battery electric vehicles," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 517–531, Feb. 2015. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114008727>
- [236] P. Aaslid, F. Geth, M. Korpås, M. M. Belsnes, and O. B. Fosso, "Non-linear charge-based battery storage optimization model with bi-variate cubic spline constraints," *Journal of Energy Storage*, vol. 32, p. 101979, Dec. 2020. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X20318144>
- [237] A. H. Fathima and K. Palanisamy, "Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 431–446, May 2015. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115000696>
- [238] O. Tremblay and L.-A. Dessaint, "Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications," *World Electric Vehicle Journal*, vol. 3, no. 2, pp. 289–298, Jun. 2009. [Online]. Available : <http://www.mdpi.com/2032-6653/3/2/289>
- [239] C. M. Shepherd, "Theoretical design of primary and secondary cells," U.S. Naval research laboratory, Washington, DC, USA, Tech. Rep. NREL Report 5908, 1963.
- [240] —, "Design of primary and secondary cells," *Journal of electrochemical society*, pp. 657–664, Jul. 1965.
- [241] D. C. C. Freitas, A. M. N. Lima, and M. R. A. Morais, "Determining lead-acid battery DC resistance by tremblay battery model," in *2016 7th International Renewable Energy Congress (IREC)*. Hammamet : IEEE, Mar. 2016, pp. 1–4. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7478944/>

- [242] J. B. Copetti, E. Lorenzo, and F. Chenlo, "A general battery model for PV system simulation," *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, vol. 1, no. 4, pp. 283–292, Oct. 1993. [Online]. Available : <http://doi.wiley.com/10.1002/pip.4670010405>
- [243] J. B. Copetti and F. Chenlo, "Lead/acid batteries for photovoltaic applications. Test results and modeling," *Journal of power sources*, vol. 47, no. 1-2, pp. 109–118, 1993.
- [244] N. Achaibou, M. Haddadi, and A. Malek, "Lead acid batteries simulation including experimental validation," *Journal of Power Sources*, vol. 185, no. 2, pp. 1484–1491, Dec. 2008. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775308012688>
- [245] ———, "Modeling of Lead Acid Batteries in PV Systems," *Energy Procedia*, vol. 18, pp. 538–544, 2012. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610212008351>
- [246] A. Belattar, A. El Hamdaouy, and A. Madi, "Multi-criteria and Hierarchical Level Energy Management System for Light Solar Vehicle Integrating a Supercapacitor," *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, vol. 53, no. 3, pp. 317–326, Jul. 2020. [Online]. Available : <http://www.iieta.org/journals/jesa/paper/10.18280/jesa.530302>
- [247] D. Andre, M. Meiler, K. Steiner, H. Walz, T. Soczka-Guth, and D. Sauer, "Characterization of high-power lithium-ion batteries by electrochemical impedance spectroscopy. II : Modelling," *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 12, pp. 5349–5356, Jun. 2011. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775310012942>
- [248] H. Bindner, T. Cronin, and P. Lundsager, "Lifetime modelling of lead acid batteries." Riso National laboratory, Roskilde (DK). Wind Energy Department, Riso R 1515, 2005.
- [249] T. Dragicevic, H. Pandzic, D. Skrlac, I. Kuzle, J. M. Guerrero, and D. S. Kirschen, "Capacity Optimization of Renewable Energy Sources and Battery Storage in an Autonomous Telecommunication Facility," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 4, pp. 1367–1378, Oct. 2014. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6810894/>
- [250] M. Ecker, N. Nieto, S. Käbitz, J. Schmalstieg, H. Blanke, A. Warnecke, and D. U. Sauer, "Calendar and cycle life study of Li(NiMnCo)O<sub>2</sub>-based 18650 lithium-ion batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 248, pp. 839–851, Feb. 2014. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775313016510>
- [251] S. Downing and D. Socie, "Simple rainflow counting algorithms," *International Journal of Fatigue*, vol. 4, no. 1, pp. 31–40, Jan. 1982. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0142112382900184>
- [252] Victron Energy, "Batteries GEL et AGM." [Online]. Available : <https://www.victronenergy.fr/batteries/gel-and-agm-batteries>

- 
- [253] R. Dufo-López, J. M. Lujano-Rojas, and J. L. Bernal-Agustín, “Comparison of different lead–acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems,” *Applied Energy*, vol. 115, pp. 242–253, Feb. 2014. [Online]. Available : <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261913009148>
- [254] R. Kanapady, K. Y. Kyle, and J. Lee, “Battery life estimation model and analysis for electronic buses with auxiliary energy storage systems,” in *2017 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. Tampa, FL, USA : IEEE, Mar. 2017, pp. 945–950. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7930810/>
- [255] M. Alramlawi, A. Gabash, E. Mohagheghi, and P. Li, “Optimal operation of hybrid PV-battery system considering grid scheduled blackouts and battery lifetime,” *Solar Energy*, vol. 161, pp. 125–137, Feb. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X17311040>
- [256] A. Jossen, J. Garche, and D. U. Sauer, “Operation conditions of batteries in PV applications,” *Solar Energy*, vol. 76, no. 6, pp. 759–769, 2004. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X03004699>
- [257] G. Cardoso, T. Brouhard, N. DeForest, D. Wang, M. Heleno, and L. Kotzur, “Battery aging in multi-energy microgrid design using mixed integer linear programming,” *Applied Energy*, vol. 231, pp. 1059–1069, Dec. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261918315058>
- [258] E. Redondo-Iglesias, P. Venet, and S. Pelissier, “Eyring acceleration model for predicting calendar ageing of lithium-ion batteries,” *Journal of Energy Storage*, vol. 13, pp. 176–183, Oct. 2017. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X17300634>
- [259] B. Zakeri and S. Syri, “Electrical energy storage systems : A comparative life cycle cost analysis,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 569–596, Feb. 2015. [Online]. Available : <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114008284>
- [260] A. Gallo, J. Simões-Moreira, H. Costa, M. Santos, and E. Moutinho dos Santos, “Energy storage in the energy transition context : A technology review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 800–822, Nov. 2016. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116303562>
- [261] G. J. May, A. Davidson, and B. Monahov, “Lead batteries for utility energy storage : A review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 15, pp. 145–157, Feb. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X17304437>
- [262] Battery Council International (BCI), “Battery Council International.” [Online]. Available : <https://batteryCouncil.org/default.aspx>
- [263] V. Jülch, T. Telsnig, M. Schulz, N. Hartmann, J. Thomsen, L. Eltrop, and T. Schlegl, “A Holistic Comparative Analysis of Different Storage Systems using Levelized Cost of

- Storage and Life Cycle Indicators,” *Energy Procedia*, vol. 73, pp. 18–28, Jun. 2015. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610215013211>
- [264] V. Jülch, “Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method,” *Applied Energy*, vol. 183, pp. 1594–1606, Dec. 2016. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261916312740>
- [265] H. Zsiborács, N. Hegedúsné Baranyai, A. Vincze, I. Háber, and G. Pintér, “Economic and Technical Aspects of Flexible Storage Photovoltaic Systems in Europe,” *Energies*, vol. 11, no. 6, p. 1445, Jun. 2018. [Online]. Available : <http://www.mdpi.com/1996-1073/11/6/1445>
- [266] C. Spanos, D. E. Turney, and V. Fthenakis, “Life-cycle analysis of flow-assisted nickel zinc-, manganese dioxide-, and valve-regulated lead-acid batteries designed for demand-charge reduction,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 478–494, Mar. 2015. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114008971>
- [267] D. Pavlov and I. Pashmakova, “Influence of the size of PbSO<sub>4</sub> crystals on their solubility and the significance of this process in the lead-acid battery,” *Journal of Applied Electrochemistry*, vol. 17, no. 17, pp. 1075–1082, 1987.
- [268] D. Berndt, “Valve-regulated lead-acid batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 100, no. 100, pp. 29–46, 2001.
- [269] D. Pavlov and Z. Dinev, “Mechanism of the Electrochemical Oxidation of Lead to Lead Dioxide Electrode in H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> Solution,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 127, no. 4, p. 855, Apr. 1980. [Online]. Available : <https://iopscience-iop-org-s.docadis.univ-tlse3.fr/article/10.1149/1.2129770/meta>
- [270] F. Mattera, D. Benchetrite, D. Desmettre, J. Martin, and E. Potteau, “Irreversible sulphation in photovoltaic batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 116, no. 1-2, pp. 248–256, Jul. 2003. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775302006985>
- [271] D. U. Sauer, E. Karden, B. Fricke, H. Blanke, M. Thele, O. Bohlen, J. Schiffer, J. B. Gerschler, and R. Kaiser, “Charging performance of automotive batteries—An underestimated factor influencing lifetime and reliable battery operation,” *Journal of Power Sources*, vol. 168, no. 1, pp. 22–30, May 2007. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775306024487>
- [272] H. A. Catherino, F. F. Feres, and F. Trinidad, “Sulfation in lead–acid batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 129, no. 1, pp. 113–120, Apr. 2004. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775303010681>
- [273] J. Garche, “On the historical development of the lead/acid battery, especially in Europe,” *Journal of Power Sources*, vol. 31, no. 1-4, pp. 401–406, May 1990. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/037877539080095U>

- 
- [274] A. Hardman, "A comparison of flooded, gelled and absorptive-separator lead/acid cells," *Journal of Power Sources*, vol. 23, no. 1-3, pp. 127–134, May 1988. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0378775388800582>
- [275] J. Mrha, K. Micka, J. Jindra, and M. Musilová, "Oxygen cycle in sealed lead acid batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 27, no. 2, pp. 91–117, Aug. 1989. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0378775389801259>
- [276] D. Berndt, E. Meissner, and W. Rusch, "Aging effects in valve-regulated lead-acid batteries," in *Proceedings of Intelec 93 : 15th International Telecommunications Energy Conference*, vol. 2. Paris, France : IEEE, 1993, pp. 139–145. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/388583/>
- [277] D. J. Spiers and A. D. Rasinkoski, "Predicting the service lifetime of lead acid bat in photovoltaic systems," *Journal of Power Sources*, vol. 53, pp. 245–253, 1995.
- [278] V. Svoboda, H. Wenzl, R. Kaiser, A. Jossen, I. Baring-Gould, J. Manwell, P. Lundsager, H. Bindner, T. Cronin, P. Nørgård, A. Ruddell, A. Perujo, K. Douglas, C. Rodrigues, A. Joyce, S. Tselepis, N. van der Borg, F. Nieuwenhout, N. Wilmot, F. Mattera, and D. U. Sauer, "Operating conditions of batteries in off-grid renewable energy systems," *Solar Energy*, vol. 81, no. 11, pp. 1409–1425, Nov. 2007. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X07000291>
- [279] P. Ruetschi, "Aging mechanisms and service life of lead–acid batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 127, no. 1-2, pp. 33–44, Mar. 2004. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775303009340>
- [280] K. Brik and F. ben Ammar, "Causal tree analysis of depth degradation of the lead acid battery," *Journal of Power Sources*, vol. 228, pp. 39–46, Apr. 2013. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775312016540>
- [281] D. Sauer, M. Bachler, G. Bopp, W. Hohe, J. Mittermeier, P. Sprau, B. Willer, and M. Wollny, "Analysis of the performance parameters of lead acid batteries in photovoltaic systems," *Journal of Power Sources*, vol. 64, no. 64, pp. 197–201, 1997.
- [282] G. Lodi, J. McDowall, and S. Rosellini, "VRLA battery aging characteristics," in *Proceedings of Intelec'96 - International Telecommunications Energy Conference*. Boston, MA, USA : IEEE, 1996, pp. 52–58. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/572378/>
- [283] J. Alzieu, J.-C. Camps, and H. Smimite, "Procède de commande d'une centrale électrique associée à une source d'énergie temporellement aléatoire," France Patent 98 08 531, Sep., 2000.
- [284] A. Barré, B. Deguilhem, S. Grolleau, M. Gérard, F. Suard, and D. Riu, "A review on lithium-ion battery ageing mechanisms and estimations for automotive applications," *Journal of Power Sources*, vol. 241, pp. 680–689, Nov. 2013. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775313008185>



- [285] R. Tibshirani, G. Walther, and T. Hastie, “Estimating the number of clusters in a data set via the gap statistic,” *Journal of the Royal Statistical Society : Series B (Statistical Methodology)*, vol. 63, no. 2, pp. 411–423, May 2001. [Online]. Available : <http://doi.wiley.com/10.1111/1467-9868.00293>
- [286] F. Iglesias and W. Kastner, “Analysis of Similarity Measures in Times Series Clustering for the Discovery of Building Energy Patterns,” *Energies*, vol. 6, no. 2, pp. 579–597, Jan. 2013. [Online]. Available : <http://www.mdpi.com/1996-1073/6/2/579>
- [287] E. Keogh and C. A. Ratanamahatana, “Exact indexing of dynamic time warping,” *Knowledge and Information Systems*, vol. 7, no. 3, pp. 358–386, Mar. 2005. [Online]. Available : <http://link.springer.com/10.1007/s10115-004-0154-9>
- [288] G. Guerra, J. A. Martinez-Velasco, and Departament d’Enginyeria Electrica, Universitat Politecnica de Catalunya, Barcelona, Spain, “Optimal sizing and operation of energy storage systems considering long term assessment,” *AIMS Energy*, vol. 6, no. 1, pp. 70–96, 2018. [Online]. Available : <http://www.aimspress.com/article/10.3934/energy.2018.1.70>
- [289] Z. Bao, Q. Zhou, Z. Yang, Q. Yang, L. Xu, and T. Wu, “A Multi Time-Scale and Multi Energy-Type Coordinated Microgrid Scheduling Solution—Part I : Model and Methodology,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2257–2266, Sep. 2015. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6969121/>
- [290] H. Fathy, J. Reyer, P. Papalambros, and A. Ulsov, “On the coupling between the plant and controller optimization problems,” in *Proceedings of the 2001 American Control Conference. (Cat. No.01CH37148)*. Arlington, VA, USA : IEEE, 2001, pp. 1864–1869 vol.3. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/946008/>
- [291] X. Roboam, *Conception systémique pour la conversion de l’énergie électrique Tome 2 : approche intégrée par optimisation*, Lavoisier ed., ser. Lavoisier, 2012, vol. 2.
- [292] P. Haessig, “Dimensionnement & gestion d’un stockage d’énergie pour l’aténuation des incertitudes de production éolienne,” Ph.D. dissertation, Ecole normale supérieure de Cachan - ENS, 2014.
- [293] R. Rigo-Mariani, S. O. Chea Wae, S. Mazzoni, and A. Romagnoli, “Comparison of optimization frameworks for the design of a multi-energy microgrid,” *Applied Energy*, vol. 257, p. 113982, Jan. 2020. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261919316691>
- [294] A. D. Bintoudi, C. Timplalexis, G. Mendes, J. M. Guerrero, and C. Demoulias, “Design of Space Microgrid for Manned Lunar Base : Spinning-in Terrestrial Technologies,” in *2019 European Space Power Conference (ESPC)*. Juan-les-Pins, France : IEEE, Sep. 2019, pp. 1–8. [Online]. Available : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8932024/>
- [295] M. Schimpe, M. Naumann, N. Truong, H. C. Hesse, S. Santhanagopalan, A. Saxon, and A. Jossen, “Energy efficiency evaluation of a stationary lithium-ion battery container storage system via electro-thermal modeling and detailed component

- analysis,” *Applied Energy*, vol. 210, pp. 211–229, Jan. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261917315696>
- [296] M. Gaetani-Liseo, C. Alonso, L. Seguier, and B. Jammes, “Impact on Energy Saving of Active Phase Count Control to a DC/DC Converter in a DC Micro Grid,” in *7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. Paris : IEEE, Oct. 2018, pp. 511–516. [Online]. Available : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8566846/>
- [297] K. Anoune, M. Bouya, A. Astito, and A. B. Abdellah, “Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system : A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, pp. 652–673, Oct. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118303757>
- [298] P. Bajpai and V. Dash, “Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications : A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 5, pp. 2926–2939, Jun. 2012. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032112001025>
- [299] Q. Sun, X. Ge, L. Liu, X. Xu, Y. Zhang, R. Niu, and Y. Zeng, “Review of Smart Grid Comprehensive Assessment Systems,” *Energy Procedia*, vol. 12, pp. 219–229, 2011. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610211018571>
- [300] Y. Sawle, S. Gupta, and A. K. Bohre, “Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2217–2235, Jan. 2018. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117309735>
- [301] M. Cuesta, T. Castillo-Calzadilla, and C. Borges, “A critical analysis on hybrid renewable energy modeling tools : An emerging opportunity to include social indicators to optimise systems in small communities,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 122, p. 109691, Apr. 2020. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032119308962>
- [302] C. Gamarra and J. M. Guerrero, “Computational optimization techniques applied to microgrids planning : A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 48, pp. 413–424, Aug. 2015. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115002956>
- [303] S. Bahramara, M. P. Moghaddam, and M. Haghifam, “Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER : A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 609–620, Sep. 2016. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116301496>
- [304] Y. Thiaux, J. Seigneurbieux, B. Multon, and H. Ben Ahmed, “Load profile impact on the gross energy requirement of stand-alone photovoltaic systems,” *Renewable Energy*, vol. 35, no. 3, pp. 602–613, Mar. 2010. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S096014810900353X>

- [305] N. Y. Amponsah, M. Troldborg, B. Kington, I. Aalders, and R. L. Hough, “Greenhouse gas emissions from renewable energy sources : A review of lifecycle considerations,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 461–475, Nov. 2014. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114005395>
- [306] M. Gaetani-Liseo, C. Alonso, and B. Jammes, “Identification of ESS Degradations Related to Their Uses in Micro-Grids : Application to a Building Lighting Network with VRLA Batteries,” *European Journal of Electrical Engineering*, vol. 23, no. 6, pp. 455–466, Dec. 2021. [Online]. Available : <https://www.iieta.org/journals/ejee/paper/10.18280/ejee.230605>
- [307] Yuasa, “NP12-6 - NP - VRLA - Industrielles - Batteries.” [Online]. Available : <https://www.yuasa.fr/batteries/industrielles/np-vrla/np12-6.html>
- [308] M. Cheikh, B. Jarboui, T. Loukil, and P. Siarry, “A Method for Selecting Pareto Optimal Solutions in Multiobjective Optimization,” *Journal of informatics and mathematical sciences*, vol. 2, no. 1, pp. 51–62, 2010. [Online]. Available : <http://www.rgnpublications.com>
- [309] M. Gaetani-Liseo, C. Alonso, and B. Jammes, “Etude des dégradations potentielles des ESS dans un micro-réseau d’éclairage autonome,” in *Conférence nationale des Jeunes Chercheurs en Génie Electrique (JCGE 2019)*, ile d’oléron, France, Jun. 2019. [Online]. Available : <https://hal.laas.fr/hal-02194786>
- [310] T. Guérout, S. Medjiah, G. Da Costa, and T. Monteil, “Quality of service modeling for green scheduling in Clouds,” *Sustainable Computing : Informatics and Systems*, vol. 4, no. 4, pp. 225–240, Dec. 2014. [Online]. Available : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S221053791400047X>
- [311] M. Srinivas and L. Patnaik, “Genetic algorithms : A survey,” *Computer*, vol. 27, no. 6, pp. 17–26, Jun. 1994. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/document/294849/>
- [312] M. T. Inc., “dsPIC33FJ06GS101/X02 and dsPIC33FJ16GSX02/X04 Data Sheet,” Microchip Technology Inc. Microchip, Tech. Rep. DS70318D, 2009.
- [313] Biologic, “BCS-800 Series.” [Online]. Available : <https://www.biologic.net/products/bcs-800/>
- [314] ESPEC, “SU/SH Series Benchtop Test Chambers | ESPEC North America.” [Online]. Available : [https://espec.com/na/products/family/sh\\_humidity](https://espec.com/na/products/family/sh_humidity)
- [315] Biologic, “BT-Lab® Software.” [Online]. Available : <https://www.biologic.net/support-software/bt-lab-software/>

