



HAL
open science

Optimisation d'un système pile à hydrogène / batteries / supercondensateurs pour une application portuaire, intégrant les contraintes d'usage et les aspects sociétaux–environnementaux

Clotilde Robert

► To cite this version:

Clotilde Robert. Optimisation d'un système pile à hydrogène / batteries / supercondensateurs pour une application portuaire, intégrant les contraintes d'usage et les aspects sociétaux–environnementaux. Energie électrique. Université Bourgogne Franche-Comté, 2024. Français. NNT : 2024UBFCD049 . tel-04916874

HAL Id: tel-04916874

<https://theses.hal.science/tel-04916874v1>

Submitted on 28 Jan 2025

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 DE DOCTORAT
DE L'ÉTABLISSEMENT UNIVERSITÉ BOURGOGNE FRANCHE-COMTÉ
PRÉPARÉE À L'UNIVERSITÉ DE FRANCHE-COMTÉ**

École Doctorale n°37

École Doctorale de Sciences Physiques pour l'Ingénieur et Microtechniques

Doctorat de Génie Électrique

Par

Clotilde ROBERT

Optimisation d'un système pile à hydrogène / batteries / supercondensateurs pour une application portuaire, intégrant les contraintes d'usage et les aspects sociétaux – environnementaux

Thèse présentée et soutenue à Belfort, le 8 novembre 2024.

Composition du Jury :

| | | |
|----------------------------------|--|-------------------------|
| Pr. OSSART Florence | Professeur des Universités, Université Sorbonne | Présidente |
| Dr. ALVAREZ-HERAULT Marie-Cécile | Maître de Conférences, HDR, Université Grenoble Alpes | Rapporteur |
| Pr. SARI Ali | Professeur des Universités, Université Claude Bernard Lyon 1 | Rapporteur |
| Pr. HISSEL Daniel | Professeur des Universités, Université de Franche-Comté | Directeur de thèse |
| Dr. RAVEY Alexandre | Maître de Conférences, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard | Codirecteur de thèse |
| M. SIRIER Denis | Responsable R&D, GAUSSIN | Examineur |
| M. PEREY Raphaël | Anciennement Innovation Program Manager, GAUSSIN | Invité |

Remerciements

Je tiens tout d'abord à exprimer ma profonde gratitude à la Présidente du jury, Professeur Florence Ossart, pour avoir accepté de présider ma soutenance. Sa bienveillance et sa rigueur ont été une véritable source d'inspiration.

Mes sincères remerciements vont également aux rapporteurs de cette thèse. Dr. Marie-Cécile Alvarez-Hérault, je vous remercie pour votre relecture minutieuse de mon manuscrit et pour les précieux conseils qui m'ont permis de finaliser un document aussi détaillé. Je vous suis également reconnaissante pour votre disponibilité et votre aide précieuse lors de ma recherche de post-doctorat. Professeur Ali Sari, je vous remercie pour vos retours enrichissants sur mon travail. Nos échanges, que ce soit lors des conférences ou de vos visites au laboratoire, ont toujours été un réel plaisir grâce à votre enthousiasme et votre bonne humeur communicative.

Je tiens à remercier chaleureusement mes encadrants. Denis Sirier, merci d'avoir pris en charge l'encadrement de ma thèse durant les derniers mois. Vos conseils avisés et votre recul sur les travaux relatifs aux batteries ont été inestimables. Raphaël Perey, je vous remercie pour votre accompagnement tout au long de cette thèse, pour la confiance et la liberté que vous m'avez accordées dans mes recherches. Ce fut un véritable plaisir de travailler à vos côtés. Dr. Alexandre Ravey, depuis mes années de master jusqu'au dernier jour de ma thèse, votre soutien indéfectible a été d'une grande valeur. Malgré vos nombreuses responsabilités, vous avez toujours trouvé le temps de m'aider et de répondre à mes interrogations. Enfin, un immense merci au Professeur Daniel Hissel, directeur de cette thèse. Votre engagement pour la recherche et votre réactivité exemplaire ont été une source constante de motivation. Vous avoir comme professeur, puis comme directeur de thèse, a été un honneur et un plaisir.

Je remercie également mes collègues de Gaussin pour leur soutien et leur bonne humeur, qui ont rendu cette expérience encore plus agréable. À mes compagnons du groupe de running, merci pour ces moments de détente qui m'ont permis de souffler. Un grand merci à Gilles Andreck, un voisin et collègue de bureau d'exception. Merci à mes collègues du laboratoire pour les pauses café, les discussions et les moments partagés, qui ont été des instants précieux durant cette aventure. Je tiens à remercier particulièrement Xavier François et Professeur David Bouquain pour leur aide précieuse durant mes essais, ainsi que Louna Keiballi, pour son travail rigoureux et sa contribution essentielle aux essais batteries. Enfin, merci à mes camarades du bureau F251, Elissa, Edwin et Abderazek, pour leur soutien, leurs avis éclairés et surtout leur présence durant ces trois années.

Je remercie de tout cœur ma famille, dont le soutien inconditionnel a été une force motrice tout au long de mon parcours scolaire, universitaire et doctoral. Maman et petite sœur, merci pour votre amour et votre présence indéfectible.

Enfin, mes pensées vont à Elvin, qui m'a constamment poussée à donner le meilleur de moi-même au fil de ces huit années, à aller toujours plus loin et à viser l'excellence. Merci pour ta présence, ton soutien et ton inspiration, qui m'ont permis de me dépasser.

“Where there’s a will, there’s a way.”
“Là où il y a une volonté, il y a une voie.”

– Winston Churchill

Table des matières

| | |
|--|-----------|
| Table des figures | 10 |
| Liste des tableaux | 13 |
| Liste des acronymes | 14 |
| Introduction générale | 15 |
| 1 Positionnement actuel des contraintes socio-environnementales dans l'optimisation d'une chaîne de traction électrique | 18 |
| 1.1 Éco-conception et mobilité | 19 |
| 1.1.1 Enjeux et défis de la mobilité électrique et durable | 19 |
| 1.1.2 La mobilité électrique | 23 |
| 1.1.3 L'éco-conception dans les différents secteur de la mobilité | 33 |
| 1.2 Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique | 38 |
| 1.2.1 Concepts clés de l'éco-conception | 38 |
| 1.2.2 Critères environnementaux | 41 |
| 1.2.3 Impacts sociétaux des modules énergétiques | 47 |
| 1.3 Optimisation et gestion énergétique des chaînes de traction hydrogène-électrique | 51 |
| 1.3.1 Définition des concepts clés | 51 |
| 1.3.2 Travaux de recherches | 59 |
| 1.4 Conclusion | 64 |
| 2 Caractéristiques techniques, environnementales et sociétales des composants énergétiques de la chaîne de traction | 65 |
| 2.1 Analyse technique et composition massique des composants énergétiques | 66 |
| 2.1.1 Batteries Lithium-ion | 66 |
| 2.1.2 Système PEMFC et réservoir à hydrogène | 71 |
| 2.1.3 Supercondensateurs | 76 |
| 2.2 Caractéristiques environnementales des composants | 79 |
| 2.2.1 Description de la méthode | 79 |
| 2.2.2 Potentiel de réchauffement global des composants énergétiques | 86 |
| 2.3 Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants | 94 |
| 2.3.1 Impacts sociétaux et gouvernementaux des matériaux | 94 |
| 2.3.2 Impacts sociétaux et gouvernementaux des composants | 101 |
| 2.3.3 Comparaison multicritères | 106 |
| 2.4 Conclusion | 110 |

TABLE DES MATIÈRES

| | | |
|----------|---|------------|
| 3 | Modélisation des composants énergétiques | 111 |
| 3.1 | Modélisation du pack batteries | 112 |
| 3.1.1 | Modélisation théorique | 112 |
| 3.1.2 | Campagnes d'essais | 116 |
| 3.1.3 | Modélisation finale du pack batteries | 132 |
| 3.2 | Modélisation d'un supercondensateur | 137 |
| 3.2.1 | Modélisation théorique | 137 |
| 3.2.2 | Détermination des caractéristiques et des paramètres du supercondensateur | 141 |
| 3.3 | Modélisation du système PEMFC | 151 |
| 3.3.1 | Modélisation théorique du système PEMFC | 151 |
| 3.3.2 | Structure de commande du système PEMFC | 160 |
| 3.3.3 | Campagnes d'essais et détermination des paramètres | 166 |
| 3.4 | Conclusion | 180 |
| 4 | Analyse comparative des chaînes de traction électriques et hydrogène en fonction des critères sociétaux, environnementaux, économiques et techniques | 181 |
| 4.1 | Analyse et pré-dimensionnement des chaînes de traction des véhicules portuaires | 182 |
| 4.1.1 | Analyse des véhicules portuaires et de leur fonctionnement | 182 |
| 4.1.2 | Pré-dimensionnement des différentes chaînes de traction | 188 |
| 4.2 | Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction | 196 |
| 4.2.1 | Structure de modélisation des flux énergétiques | 196 |
| 4.2.2 | Stratégies de gestion d'énergie mises en place | 203 |
| 4.3 | Résultats de simulation et comparaison multicritères | 209 |
| 4.3.1 | Résultats de simulation | 209 |
| 4.3.2 | Comparaison multicritères | 231 |
| 4.4 | Conclusion | 242 |
| | Conclusion générale | 243 |
| | Bibliographie | 247 |
| A | Utilisation de l'indicateur sur la qualité des données | 266 |
| B | Illustration de la méthode pour la détermination des impacts sociétaux | 270 |
| 2.1 | Normalisation de l'indice d'Herfindahl-Hirschmann (IHH) | 270 |
| 2.2 | Exemple de détermination des impacts sociétaux | 271 |

Table des figures

| | | |
|------|--|----|
| 1 | Gâteau de mariage des Objectifs du Développement Durable [STO16] | 15 |
| 1.1 | Impacts du Réchauffement Climatique par Région | 20 |
| 1.2 | Principe de l'éco-conception appliquée dans le projet ALMA [PRO21] | 23 |
| 1.3 | Ventes de voitures électriques, 2012-2024 [IEA24] | 25 |
| 1.4 | Capacité de production de batteries lithium-ion [IEA24] | 26 |
| 1.5 | Quelques exemples de véhicules à hydrogène : (a) Tracteur Allis Chalmers 1959 (b) Fourgon Nocar Daimler 1994 (c) Nissan X-Trail 2003 (d) Chevrolet Colorado ZH2 2017 (e) Bus à Hydrogène VanHool pour la société Optymo 2022 (f) Chariots élévateurs Hyndai 2024 | 29 |
| 1.6 | Architecture énergétique des chaînes de traction pour (a) le banc ECCE, (b) le bus hybride à hydrogène, (c) le ferry Alsterwasser | 32 |
| 1.7 | Politique d'éco-conception Alstom [ALS23] | 34 |
| 1.8 | APM 75T Hydrogène GAUSSIN : (a) Présentation du véhicule (b) Présentation de la disposition des réservoirs hydrogène et de la pile à hydrogène au sein du véhicule | 36 |
| 1.9 | Représentation schématique d'une chaîne de traction Pile à Hydrogène, Batteries, Supercondensateurs | 36 |
| 1.10 | Analyse de cycle de vie appliquée dans nos travaux de recherche | 39 |
| 1.11 | Tableau périodique des éléments en considérant les matériaux critiques et les matériaux de la transition énergétique | 41 |
| 1.12 | Évolution du nombre total de références, suivant les critères de sélection spécifiés, par rapport aux années et en fonction des chimies étudiées | 43 |
| 1.13 | Distribution géographique des impacts sociétaux : (a) Impact sur les populations locales (b) Utilisation des terres (c) Vulnérabilité sociale [LÉB20] | 48 |
| 1.14 | Résultats de l'évaluation des catégories d'impact socio-économique par kWh de batterie [POP23] | 49 |
| 1.15 | Topologies retenues pour l'architecture du Bus DC : (a) Full-active, (b) Semi-active Supercondensateurs, (c) Semi-active Batteries | 53 |
| 1.16 | Représentation Énergétique Macroscopique pour l'architecture semi-active Batteries | 54 |
| 1.17 | Diagramme de Ragone pour les supercondensateurs, les batteries et les piles à hydrogène | 56 |
| 1.18 | Principe de la logique floue | 57 |
| 1.19 | Principe de l'algorithme génétique | 60 |

TABLE DES FIGURES

| | | |
|------|---|-----|
| 1.20 | Organisation générale de la thèse | 63 |
| 2.1 | Architecture et composition pour une batterie : (a) Différents types de cellules (b) Composition d'un pack batteries (c) Composition d'une cellule | 67 |
| 2.2 | Composition d'une cellule de type Membrane Échangeuse de Protons (PEM) [URB23] | 72 |
| 2.3 | Composition d'un stack | 73 |
| 2.4 | Composition d'un système PEMFC | 73 |
| 2.5 | Composition d'un réservoir de type IV | 74 |
| 2.6 | Composition massique pour un système PEMFC (a) et un réservoir de type IV (b) | 74 |
| 2.7 | Composition d'un supercondensateur de type EDLC basé carbone actif | 77 |
| 2.8 | Composition massique d'un supercondensateur de type EDLC basé carbone | 78 |
| 2.9 | Répartition de la production mondiale de piles. Les zones rouges représentent le continent asiatique, les zones bleues les États-Unis, les zones vertes l'Europe et les zones jaunes l'Afrique du Nord | 81 |
| 2.10 | Potentiel de réchauffement global lié au transport des chimies de batterie étudiées selon le pays de fabrication et le mode de transport majoritaire. | 83 |
| 2.11 | Aperçu du potentiel de réchauffement global associé à la production des batteries : Comparaison des données sur les émissions avec et sans prise en compte du recyclage | 87 |
| 2.12 | Répartition du potentiel de réchauffement global de la production des batteries entre l'extraction des matières premières et leur fabrication ; présentation de l'impact de la fin de vie par rapport à leur production | 89 |
| 2.13 | Potentiel de réchauffement global total pour chaque étape du cycle de vie, en tenant compte des incertitudes | 90 |
| 2.14 | Potentiel de réchauffement global total pour chaque étape du cycle de vie pour (a) un système PEMFC et (b) un réservoir de type IV | 92 |
| 2.15 | Potentiel de réchauffement global total pour les supercondensateurs de type EDLC | 94 |
| 2.16 | Répartition de la production mondiale des matériaux en 2023 | 96 |
| 2.17 | Impacts sociétaux et gouvernementaux des composants | 103 |
| 2.18 | Impact sociétal-gouvernemental (sur l'axe de gauche) et potentiel de réchauffement global massique (sur l'axe à droite) pour l'ensemble des composants énergétiques de la chaîne de traction | 106 |
| 2.19 | Comparaison multicritères des batteries lithium-ion | 107 |
| 2.20 | Dualité et complémentarité d'un système à hydrogène et de son réservoir de type IV avec différentes chimies de batteries lithium-ion | 109 |
| 3.1 | Modèle de circuit équivalent : Modèle de Thévenin à 2 branches | 114 |
| 3.2 | Représentation énergétique macroscopique d'une cellule de batterie selon le modèle de Thévenin à 2 branches | 115 |
| 3.3 | Représentation énergétique macroscopique d'un pack batteries | 116 |
| 3.4 | Présentation du banc d'essais Batteries pour cellules POUCH | 117 |

TABLE DES FIGURES

| | | |
|------|---|-----|
| 3.5 | Support de test pour les cellules POUCH | 118 |
| 3.6 | Présentation de l'interface Utilisateur du banc d'essais | 118 |
| 3.7 | Logigramme présentant les protocoles d'essais pour la caractérisation OCV-SOC, en charge et en décharge, pour des cellules NMC et LTO | 121 |
| 3.8 | Courbes de charge et de décharge de la caractéristique OCV-SOC pour la cellule NMCb | 123 |
| 3.9 | Caractéristiques SOC-OCV pour les cellules NMC (a) et la cellule LTO (b) | 124 |
| 3.10 | Détermination par lecture graphique des paramètres RC | 125 |
| 3.11 | Courbes modélisées et expérimentales pour les cellules NMCa(a), NMCb(b) et LTO(c) avec les paramètres déterminés par lecture gra- phique | 127 |
| 3.12 | Profil des créneaux de courant à 1C | 128 |
| 3.13 | Courbes modélisées et expérimentales pour les cellules NMCa(a), NMCb(b) et LTO(c) avec les paramètres déterminés par algorithme génétique | 131 |
| 3.14 | Profils de tension réalisés à 60 % de SOC pour des créneaux de courant de ± 1 C | 132 |
| 3.15 | Courbes modélisées et expérimentales pour des packs batteries NMCa(a), NMCb(b) et LTO(b) pour des créneaux de courant de ± 1 C et un état de charge initial de 80 % | 134 |
| 3.16 | État de charge des packs batteries NMCa (a), NMC (b) et LTO (c) modélisés pour un créneau de courant de ± 1 C et un état de charge initial de 80 % | 136 |
| 3.17 | Réponse en tension et évolution de l'état de charge de la cellule LFP pour un créneau de courant de ± 1 C et un état de charge initial de 80 % | 137 |
| 3.18 | Modèle de Zubieta à 2 branches, avec une résistance de fuite | 139 |
| 3.19 | Représentation énergétique macroscopique du modèle de Zubieta à 2 branches d'un supercondensateur | 140 |
| 3.20 | Représentation énergétique macroscopique d'un pack de superconden- sateurs | 141 |
| 3.21 | Supercondensateur Maxwell 2600 F | 142 |
| 3.22 | Protocoles d'essais réalisés pour les cycles de charge/décharge du su- percondensateur | 144 |
| 3.23 | Schéma de principe pour la détermination de l'ESR et de la capacité fixe d'un supercondensateur | 146 |
| 3.24 | Profil de tension issu du premier créneau de courant, utilisé pour déterminer l'ESR @100A | 147 |
| 3.25 | Créneau de courant à 100 A | 148 |
| 3.26 | Créneau de courant à 80 A | 148 |
| 3.27 | Tensions modélisées pour les créneaux de courant à ± 100 A (a), ± 120 A (b) et ± 40 A (c) | 150 |
| 3.28 | Courbe de polarisation théorique d'une cellule PEMFC avec illustra- tion des pertes en fonction de la densité de courant | 152 |
| 3.29 | Représentation énergétique macroscopique d'un stack | 153 |

TABLE DES FIGURES

| | | |
|------|---|-----|
| 3.30 | Filtre LC et convertisseur haute puissance placée en sortie de stack | 157 |
| 3.31 | Représentation énergétique macroscopique d'un système PEMFC | 159 |
| 3.32 | Représentation énergétique macroscopique de la stratégie appliquée à la commande du système PEMFC | 163 |
| 3.33 | Structure de commande des auxiliaires du système PEMFC | 165 |
| 3.34 | Méthode mise en place pour déterminer le couple moteur de référence | 166 |
| 3.35 | Système PEMFC testé | 167 |
| 3.36 | Protocole pour réaliser la courbe de polarisation du système PEMFC | 168 |
| 3.37 | Courbes de polarisation expérimentale et de puissance pour le stack et le système PEMFC | 169 |
| 3.38 | Courbes de polarisation du stack : la courbe bleue correspond aux données de la fiche technique, tandis que la courbe noire est complétée aux extrémités par la courbe rose. | 170 |
| 3.39 | Courbes de polarisation expérimentales et modélisée | 171 |
| 3.40 | Profil de puissance demandé au système PEMFC | 172 |
| 3.41 | Réponse en puissance du stack à la demande de puissance du système | 173 |
| 3.42 | Réponse en tension du stack par rapport à la demande de courant | 174 |
| 3.43 | Tensions modélisées sans optimisation des paramètres dynamiques (a); avec optimisation des paramètres de double-couche (b); avec optimisation des paramètres de double-couche et hydrauliques (c) | 176 |
| 3.44 | Évolution de la température en sortie de stack | 177 |
| 3.45 | Courbes modélisées et expérimentales pour le courant de sortie du système PEMFC, le courant demandé au stack et le courant délivré au compresseur d'air | 178 |
| 3.46 | Courbes modélisées et expérimentales pour les paliers à puissance constante : 15 kW et 30 kW | 179 |
| 4.1 | APM électrique 100% Batteries actuellement commercialisés chez GAUSSIN | 184 |
| 4.2 | Exemple de décomposition d'un cycle de conduite (en bleu) en cycles d'utilisation (représentés par différentes couleurs) | 186 |
| 4.3 | Relevé de puissance du cycle n°1 | 187 |
| 4.4 | Représentation énergétique macroscopique d'une chaîne de traction 100% batteries avec une association directe au bus DC | 196 |
| 4.5 | Représentation énergétique macroscopique d'une chaîne de traction électrique-hydrogène comportant une hybridation entre un pack bat- teries et un système pile à hydrogène | 197 |
| 4.6 | Représentation énergétique macroscopique d'une chaîne de traction électrique-hydrogène comportant une triple-hybridation | 199 |
| 4.7 | Structure de commande mise en place pour la chaîne de trac- tion électrique-hydrogène, hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène | 201 |
| 4.8 | Structure de commande mise en place pour la chaîne de traction électrique-hydrogène, triple-hybridation entre un pack batteries, un système pile à hydrogène et un pack de supercondensateurs | 202 |

TABLE DES FIGURES

| | | |
|------|--|-----|
| 4.9 | Fonctionnement de principe du contrôleur logique floue mis en place pour la chaîne de traction électrique-hydrogène, hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène | 204 |
| 4.10 | Fonctions et degré d'appartenance pour la stratégie n°2 mise en place pour la chaîne de traction électrique-hydrogène, hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène | 205 |
| 4.11 | Fonctionnement de principe du contrôleur logique floue mis en place pour la chaîne de traction triple hybridation | 206 |
| 4.12 | Évolution de la puissance, de la vitesse et de l'accélération du véhicule portuaire pour le cycle n°3 | 207 |
| 4.13 | Fonctions d'appartenance en entrée et en sortie du contrôleur flou créé pour la chaîne de traction triple hybridation | 209 |
| 4.14 | Évolution de la demande en puissance et réponse en puissance du pack LTO pour le cycle n°4 | 212 |
| 4.15 | Réponse en tension et évolution du SOC pour le pack LTO sur le cycle n°4 | 212 |
| 4.16 | Évolution de la demande en puissance et réponse en puissance du pack NMCb et du système PEMFC pour le cycle n°4, Stratégie n°1 | 217 |
| 4.17 | Réponse en tension et évolution du SOC pour le pack NMCb sur le cycle n°4, Stratégie n°1 | 217 |
| 4.18 | Réponse en tension et évolution du SOC pour le pack LFP sur le cycle n°4, Stratégie n°1 | 218 |
| 4.19 | Relevés de puissance pour la chaîne de traction hybride avec le pack batteries NMCb pour le cycle 4, Stratégie n°2 | 220 |
| 4.20 | Évolution du SOC du pack batteries NMCb et de la réponse en courant en sortie du système PEMFC pour le cycle 4, Stratégie n°2 | 220 |
| 4.21 | Évolution de la puissance du système PEMFC et du stack pour le cycle 4, Stratégie n°2 | 221 |
| 4.22 | Évolution du SOC des packs batteries NMCb et LTO sur l'ensemble des cycles simulés, pour la chaîne de traction batteries-hydrogène | 222 |
| 4.23 | Courbes de puissance pour la chaîne de traction triple hybridation avec le pack batteries NMCb pour le cycle 2 : présentation du cycle complet (a) et zoom (b) | 226 |
| 4.24 | Exemple de fonctionnement du contrôleur logique floue implémenté pour la chaîne de traction triple hybridation avec le pack batteries NMCb pour le cycle 2 : présentation du fonctionnement sur le cycle complet (a) et zoom (b) | 227 |
| 4.25 | Évolution du SOC des packs batteries NMCb et LTO sur l'ensemble des cycles simulés, pour la chaîne de traction triple hybridation | 229 |
| 4.26 | Potentiel de réchauffement global par kWh d'hydrogène produit | 241 |
| B.1 | Sites d'extraction minière du titane : Calque vulnérabilité sociale | 271 |

Liste des tableaux

| | | |
|------|--|-----|
| 1.1 | Objectifs techniques fixés par le DOE pour un système PEMFC de 80kW | 30 |
| 1.2 | Étude bibliographique pour le potentiel de réchauffement global du système PEMFC et de son réservoir | 44 |
| 2.1 | Composition massique des batteries étudiées | 69 |
| 2.2 | Caractéristiques techniques des batteries étudiées | 70 |
| 2.3 | Caractéristiques techniques d'un système PEMFC et d'un réservoir à hydrogène de type IV | 76 |
| 2.4 | Caractéristiques techniques des supercondensateurs EDLC basés carbone | 79 |
| 2.5 | Provenance des systèmes PEMFC et des réservoirs de type IV | 81 |
| 2.6 | Facteurs d'émissions associés à chaque différent mode de transport | 82 |
| 2.7 | Facteurs d'incertitudes [WEI13] | 85 |
| 2.8 | Impacts sociétaux et gouvernementaux des matériaux par région | 96 |
| 2.9 | Impacts gouvernementaux pour chaque matériau | 100 |
| 2.10 | Impacts sociétaux et gouvernementaux pour chaque matériau : Tableau récapitulatif | 101 |
| 2.11 | Incertitude sur les impacts sociétaux, pour chaque matériaux | 102 |
| 3.1 | Caractéristiques des cellules NMCa, NMCb et LTO | 119 |
| 3.2 | Paramètres RC des cellules LTO, NMCb et NMCa déterminés par lecture graphique | 126 |
| 3.3 | Paramètres RC des cellules LTO, NMCb et NMCa déterminés par algorithme génétique | 129 |
| 3.4 | Comparaison des erreurs quadratiques moyennes pour les paramètres identifiés par lecture graphique et par algorithme génétique | 130 |
| 3.5 | Caractéristiques du Supercondensateur Maxwell Boostcap | 143 |
| 3.6 | Caractéristiques théoriques et expérimentales du supercondensateur | 147 |
| 3.7 | Paramètres optimisés à 100 A pour le supercondensateur et MSE des courbes modélisées | 149 |
| 3.8 | Valeurs optimisées des paramètres de l'équation de Nernst | 171 |
| 4.1 | Caractéristiques des cycles d'utilisation retenus | 187 |
| 4.2 | Pré-dimensionnement des packs batteries pour une chaîne de traction 100% batteries | 190 |

LISTE DES TABLEAUX

| | | |
|------|---|-----|
| 4.3 | Pré-dimensionnement des packs batteries pour une chaîne de traction électrique-hydrogène, hybridation entre un pack batteries et un système PEMFC | 193 |
| 4.4 | Pré-dimensionnement des packs batteries pour une chaîne de traction électrique-hydrogène, triple hybridation | 194 |
| 4.5 | Tableau des règles d'inférences qui définissent le courant de sortie du pack de supercondensateurs en fonction de son état de charge et de l'accélération du véhicule | 208 |
| 4.6 | État de charge final et temps de charge des packs batteries pour la chaîne de traction 100 % batteries | 211 |
| 4.7 | Évaluation des différentes configurations pour la chaîne de traction hybride pour un fonctionnement du système PEMFC à puissance constante | 216 |
| 4.8 | Évaluation des différentes configurations pour la chaîne de traction hybride avec un fonctionnement du système PEMFC basé sur la logique floue | 219 |
| 4.9 | Comparaison des consommations moyennes d'hydrogène selon les différentes stratégies de gestion d'énergie appliquées | 221 |
| 4.10 | Évolution du SOC final des packs batteries, de la consommation d'hydrogène et du temps de recharge du véhicule sur différents cycles | 223 |
| 4.11 | Évaluation des différentes configurations pour la chaîne de traction triple-hybridation pour un état de charge initial du pack batteries de 80 % | 228 |
| 4.12 | Évolution du SOC final des packs batteries, de la consommation d'hydrogène et du temps de recharge du véhicule sur différents cycles dans le cas d'une triple hybridation | 230 |
| 4.13 | Facteurs d'importance pour la comparaison des paramètres | 232 |
| 4.14 | Facteurs d'importance pour la comparaison des paramètres suivant les stratégies technico-économique (<i>ET</i>) et sociétal-environnemental (<i>SE</i>) | 233 |
| 4.15 | Caractéristiques multiples du système PEMFC et de son réservoir | 234 |
| 4.16 | Caractéristiques multiples du pack de supercondensateurs et de son convertisseur | 234 |
| 4.17 | Comparaison des consommations moyennes d'hydrogène selon les chaînes de traction batteries-hydrogène et triple hybridation | 235 |
| 4.18 | Caractéristiques multicritères des différentes chaînes de traction | 236 |
| 4.19 | Résultats de la fonction f suivant les différents facteurs d'importance choisis | 237 |
| 4.20 | Facteurs d'importance prenant en compte l'aspect de la durabilité | 240 |
| A.1 | Matrice de Pedigree utilisée pour évaluer la qualité des données [WEI13] | 268 |
| B.1 | Impacts sociétaux en Amérique du Sud pour l'extraction du Titane, déterminés à la lecture de la Figure B.1 | 272 |
| B.2 | Répartition de la production et impacts sociétaux par continent | 272 |
| B.3 | Répartition de la production mondiale et régionale, et WGI pour l'Amérique du Sud | 272 |

LISTE DES TABLEAUX

B.4 IHH et WGI par continent 273

Liste des acronymes

| | |
|--------------|--|
| ACV | Analyse en Cycle de Vie |
| COP | Conference of the Parties (Conférence des Parties) |
| DC | Direct Current (Courant continu) |
| DOE | Department of Energy (Département de l'Énergie, États-Unis) |
| EDLC | Electronic Double Layer Capacitor (Supercondensateurs de type Condensateur Électronique à Double Couche) |
| ETS | Emission Trading System (Système d'échange de quotas d'émission) |
| GIEC | Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat |
| IEA | International Energy Agency (Agence internationale de l'énergie) |
| LFP | Lithium Fer Phosphate (Batteries Lithium-ion) |
| LMO | Lithium Manganese Oxide (Lithium Oxyde de Manganèse) |
| LTO | Lithium Titanate Oxide (Batteries Lithium-ion) |
| MILP | Mixed Integer Linear Programming (Programmation linéaire en nombres entiers mixtes) |
| NCA | Nickel Cobalt Aluminium (Batteries Lithium-ion) |
| NMC | Nickel Manganese Cobalt (Batteries Lithium-ion) |
| OCV | Open Circuit Voltage (Tension en circuit ouvert) |
| PbA | Lead-Acid Battery (Batteries plomb-acide) |
| PEMFC | Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Pile à combustible à membranes échangeuses de protons) |
| PRG | Potentiel de Réchauffement Global |
| SE | Stratégie Sociétale et Environnementale |
| SG | Sociétal et Gouvernemental (Impacts sociétaux et gouvernementaux) |
| SOC | State of Charge (État de charge) |
| ET | Stratégie Économique et Technique |
| ESR | Equivalent Series Resistance (Résistance série équivalente) |

Introduction générale

Dans un contexte de crise environnementale mondiale, les enjeux liés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la protection de l'environnement sont désormais au centre des préoccupations internationales. Le modèle de développement traditionnel, fondé sur l'exploitation intensive des ressources naturelles, montre aujourd'hui ses limites face à l'épuisement des ressources et à la dégradation des écosystèmes. Ce constat a poussé les scientifiques, les gouvernements et les entreprises à réévaluer et à repenser leurs pratiques, particulièrement dans les secteurs fortement émetteurs comme celui des transports. La nécessité de concevoir des systèmes de mobilité durable est devenue un impératif, non seulement pour réduire les impacts environnementaux mais également pour répondre aux exigences d'un développement durable.

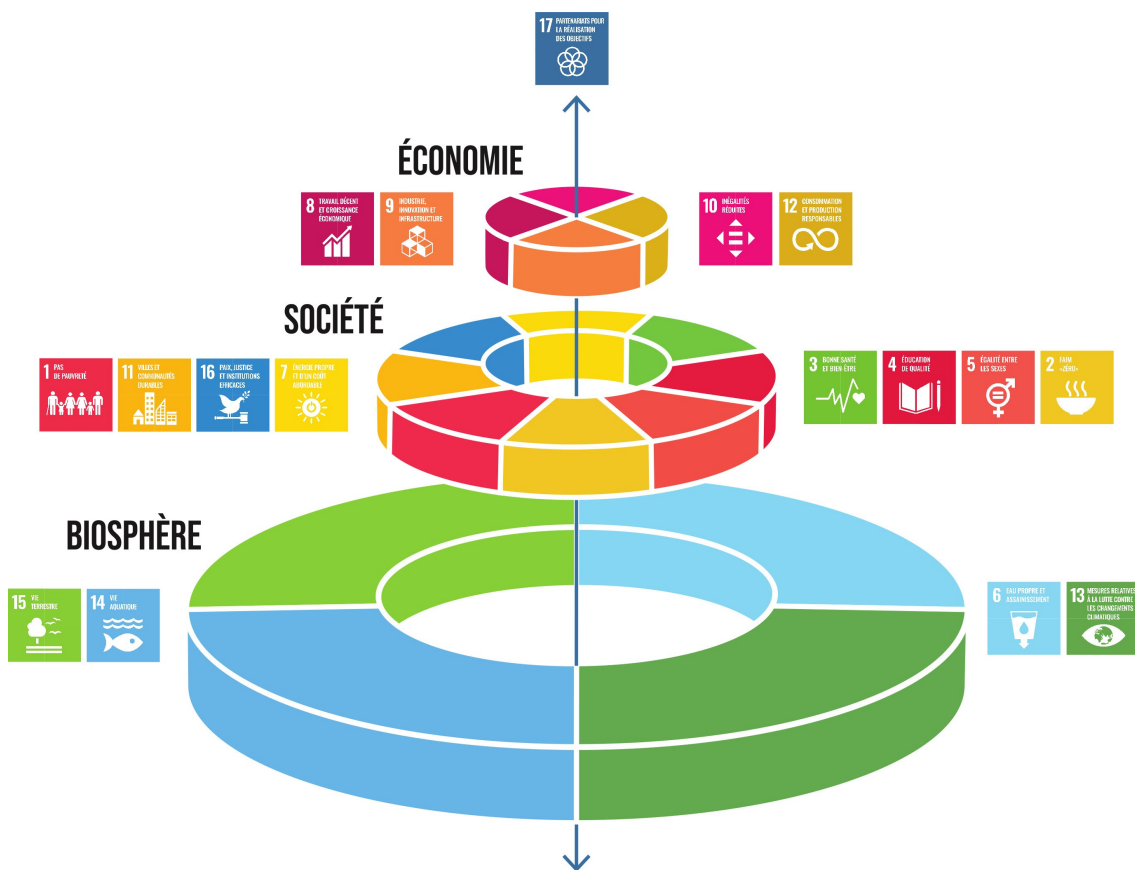


Figure 1 – Gâteau de mariage des Objectifs du Développement Durable [STO16]

Dans ce contexte de réévaluation des pratiques et de transition vers des modèles plus durables, les 17 Objectifs de Développement Durable ont été adoptés par les Nations Unies en 2015 pour éradiquer la pauvreté, protéger la planète et garantir la prospérité pour tous d'ici 2030. Ils couvrent des enjeux variés tels que l'accès à l'eau potable, l'éducation, l'égalité des sexes, la lutte contre le changement climatique et la promotion d'une croissance économique durable. Le modèle du "gâteau de mariage" (voir Figure 1) illustre l'interdépendance entre ces 17 Objectifs en les

organisant en trois niveaux hiérarchisés : la biosphère, la société et l'économie. Cette représentation systémique met en évidence que la prospérité économique et le bien-être social reposent sur la santé des écosystèmes. En plaçant la biosphère à la base de toute activité humaine, ce modèle souligne que la stabilité de la société et la croissance économique ne peuvent être atteintes durablement sans préserver les fondements écologiques de la planète. Cette hiérarchie appelle à une transformation profonde des systèmes de production et de consommation, plaçant la résilience des écosystèmes et la réduction des impacts environnementaux au cœur des stratégies économiques mondiales.

La transition énergétique dans le secteur des transports rencontre encore de nombreux défis, notamment liés à la production de batteries lithium-ion, qui soulève des questions de durabilité en raison de la disponibilité limitée de matériaux critiques tels que le lithium, le cobalt et le nickel, dont l'extraction se concentre dans des régions à faible gouvernance, aggravant les impacts environnementaux et sociétaux [LAI22]. L'augmentation de la demande pour ces minéraux essentiels à la décarbonation risque d'exacerber les inégalités environnementales et de ralentir les efforts de décarbonation si des mesures correctives ne sont pas rapidement mises en place. Ainsi, de nombreux acteurs s'efforcent de réformer les pratiques de gouvernance et de gestion des ressources afin de garantir une transition plus juste et durable [BOA24]. Dans ce contexte, la décarbonation des systèmes de mobilité lourde, notamment grâce à l'électrification et aux technologies à hydrogène, offre une opportunité de repenser les chaînes de traction en intégrant des critères environnementaux et sociétaux. L'éco-conception, motivée par des facteurs internes et externes [HOR23], permet d'améliorer la durabilité et la compétitivité des entreprises, bien qu'elle présente certains défis, notamment en termes de coûts et d'intégration de nouvelles technologies [TCH24].

Dans cette logique, l'éco-conception se présente comme une réponse incontournable pour minimiser les impacts environnementaux des chaînes de traction. Elle consiste à intégrer des critères environnementaux dès les premières étapes de conception des produits, avec pour objectif de limiter les émissions de gaz à effet de serre, de réduire la consommation de ressources naturelles, et de favoriser la recyclabilité des matériaux en fin de vie.

L'objectif principal de ces travaux est d'étudier et d'optimiser des chaînes de traction électriques et hybrides, combinant une pile à hydrogène, des batteries et des supercondensateurs, spécifiquement dans le cadre d'applications portuaires. Ce type d'application est particulièrement pertinent en raison des enjeux énergétiques et environnementaux critiques liés aux activités portuaires, souvent fortement émettrices de gaz à effet de serre. En 2022, les activités portuaires représentaient 2,3 % des émissions mondiales de CO₂ [WAN23].

Cette recherche s'inscrit dans une démarche plus large de décarbonation des systèmes de mobilité industrielle. Elle vise non seulement à proposer des solutions techniques viables pour l'optimisation des chaînes de traction, mais aussi à intégrer des critères d'éco-conception pour minimiser l'empreinte carbone et l'empreinte sociétale des chaînes de traction. Les objectifs secondaires de cette recherche comprennent :

- L'analyse et la modélisation des composants énergétiques, tels que la pile à hydrogène, les batteries et les supercondensateurs, afin d'évaluer leurs performances dans des conditions d'utilisation spécifiques ;
- L'évaluation du potentiel de réchauffement global et des impacts sociétaux associés à ces composants énergétiques ;
- La comparaison multicritères des différentes options de propulsion en tenant compte des critères techniques, économiques et environnementaux, pour identifier les solutions les plus efficaces et durables.

Ce manuscrit est structuré en quatre chapitres qui couvrent différents aspects de l'éco-conception des chaînes de traction électriques et hybrides.

Le **premier chapitre** explore les contraintes socio-environnementales qui influencent l'optimisation des chaînes de traction électrique. Il met en lumière les principaux défis liés à l'éco-conception, tout en soulignant les opportunités d'innovation pour minimiser l'empreinte environnementale des technologies de transport.

Le **deuxième chapitre** s'intéresse aux caractéristiques techniques, environnementales et sociétales des principaux composants énergétiques de ces systèmes, notamment les batteries, les piles à hydrogène et les supercondensateurs. Une attention particulière est accordée aux aspects environnementaux et sociétaux.

Le **troisième chapitre** est consacré à la modélisation des composants énergétiques. Il présente les méthodologies et les outils utilisés pour simuler le fonctionnement de ces composants. Ce chapitre met en avant l'aspect expérimental et décrit les essais effectués.

Le **quatrième chapitre** présente une analyse comparative des différentes configurations envisageables pour cette chaîne de traction électrique : une configuration 100 % batteries, un système hybride combinant batteries et pile à hydrogène, ainsi qu'une triple hybridation intégrant batteries, pile à hydrogène et supercondensateurs. Les critères techniques, économiques et environnementaux sont pris en compte pour identifier les solutions les plus prometteuses.

Ces travaux proposent une approche complète et intégrée pour l'optimisation des systèmes de propulsion hybride, en tenant compte des aspects techniques, environnementaux et sociétaux. L'étude des systèmes de traction à hydrogène, couplée à une analyse approfondie de l'éco-conception, offre une vision globale des enjeux liés à la décarbonation des transports industriels.

Les résultats de cette recherche offriront à l'entreprise GAUSSIN, ainsi qu'à d'autres industriels et chercheurs intéressés, un cadre clair pour une démarche d'éco-conception respectueuse de l'Homme et de l'environnement. À travers une analyse comparative des différentes chaînes de traction, ces travaux contribueront non seulement à l'optimisation des systèmes de mobilité, mais également à la réduction de l'empreinte écologique et sociétale des transports industriels. Ils représentent ainsi une avancée dans le développement de solutions innovantes, durables et éthiques, indispensables pour construire un avenir harmonieux et durable.

Chapitre 1

Positionnement actuel des contraintes socio-environnementales dans l'optimisation d'une chaîne de traction électrique

La transition vers une mobilité durable est un enjeu majeur pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et favoriser un développement plus respectueux de l'environnement. L'éco-conception, qui vise à minimiser les impacts environnementaux dès les premières étapes de développement des technologies de transport, est au cœur de cette transition. La mobilité électrique, bien que prometteuse, soulève des défis écologiques et sociétaux importants, notamment en raison de l'utilisation intensive de matériaux critiques tels que le lithium, le cobalt et le nickel.

Ce premier chapitre explore l'importance de l'éco-conception et l'optimisation des chaînes de traction hybride-électrique en mettant l'accent sur les impacts environnementaux et sociétaux. Il présente une analyse des technologies actuelles, les contraintes liées à la production et l'utilisation des batteries, et les impacts socio-économiques dans les régions d'extraction des matériaux. La nécessité de repenser ces technologies pour réduire leur empreinte carbone et leurs effets négatifs sur les communautés locales est également mise en lumière.

En fournissant une base théorique sur les concepts clés de l'éco-conception et de l'optimisation des chaînes de traction électrique-hydrogène, ce chapitre pose les bases pour les analyses détaillées et les solutions proposées dans les parties suivantes.

1.1. Éco-conception et mobilité

L'éco-conception est devenue un concept central dans le développement de technologies durables, particulièrement dans le secteur de la mobilité. Elle vise à intégrer les considérations environnementales dès les premières étapes de la conception des produits, afin de minimiser leur impact tout au long de leur cycle de vie. Cette première partie aborde les enjeux de l'éco-conception et de la mobilité durable, en mettant en lumière les défis environnementaux, sociétaux et gouvernementaux liés à l'électrification des véhicules. Les solutions et initiatives en éco-conception sont explorées pour favoriser une transition vers une mobilité plus respectueuse de l'environnement.

1.1.1 Enjeux et défis de la mobilité électrique et durable

Cette sous-partie aborde les enjeux et défis de la mobilité électrique et durable, en examinant les impacts environnementaux, les conséquences sociétales, et les réponses gouvernementales nécessaires pour atténuer les effets du changement climatique.

1.1.1.1 Enjeux Environnementaux, sociétaux et défis gouvernementaux

L'augmentation mondiale des émissions de CO₂ est un défi majeur avec des conséquences néfastes sur l'environnement et la santé humaine. Les points suivants explorent l'importance de considérer les impacts environnementaux, sociétaux et gouvernementaux pour comprendre et atténuer les effets du changement climatique.

Impacts environnementaux

L'augmentation mondiale des émissions de CO₂ représente un défi majeur pour notre société contemporaine. Ces émissions contribuent de manière significative au changement climatique, avec des conséquences néfastes sur l'environnement et la santé humaine. Elles sont la principale cause de phénomènes tels que l'élévation du niveau de la mer, l'acidification des océans et les événements météorologiques extrêmes. Les répercussions sur la santé humaine sont également considérables, provoquant des problèmes respiratoires, des maladies cardiovasculaires, la propagation des maladies infectieuses et l'insécurité alimentaire.

Selon le sixième rapport d'évaluation (AR6) du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) [GIE23], la température mondiale pourrait augmenter de 1,5 °C à 5,7 °C d'ici la fin du 21^{ème} siècle par rapport à la période préindustrielle. Pour maintenir des conditions de vie humaines soutenables sur Terre, limiter ce réchauffement à 1,5 °C ou 2 °C est essentiel. En effet, à mesure que le réchauffement climatique se poursuit, les événements météorologiques extrêmes deviennent de plus en plus fréquents et intenses, les risques associés augmentant parallèlement à chaque incrément de température.

1.1. Éco-conception et mobilité

Conséquences sociétales

Les conséquences sur la vie humaine de l'augmentation des émissions de CO₂ sont déplorables. Selon le rapport spécial COP24 de l'Organisation mondiale de la santé (OMS) [ORG18] sur la santé et le changement climatique, l'exposition à des niveaux élevés de particules fines est responsable de 130 000 décès prématurés chaque année aux États-Unis, sans compter les maladies liées aux phénomènes météorologiques extrêmes tels que les vagues de chaleur, les inondations et les tempêtes. Le changement climatique impacte également la sécurité alimentaire, l'accès à l'eau et son assainissement. Aux États-Unis, environ 7,2 millions d'Américains sont affectés chaque année par des pénuries d'eau potable dues à la sécheresse et à d'autres conditions météorologiques extrêmes. Les variations climatiques altèrent la répartition géographique et le calendrier saisonnier des vecteurs de maladies tels que les moustiques et les tiques, ce qui accroît le risque de maladies comme le paludisme, la dengue et la maladie de Lyme. En effet, le nombre de cas de maladies transmises par les tiques, notamment la maladie de Lyme, a doublé depuis 2004, avec environ 30 000 cas rapportés chaque année aux États-Unis [CDC24]. La Figure 1.1 illustre les régions où les populations sont susceptibles de subir des répercussions climatiques graves, ainsi que les zones où plusieurs impacts sévères pourraient se produire simultanément.

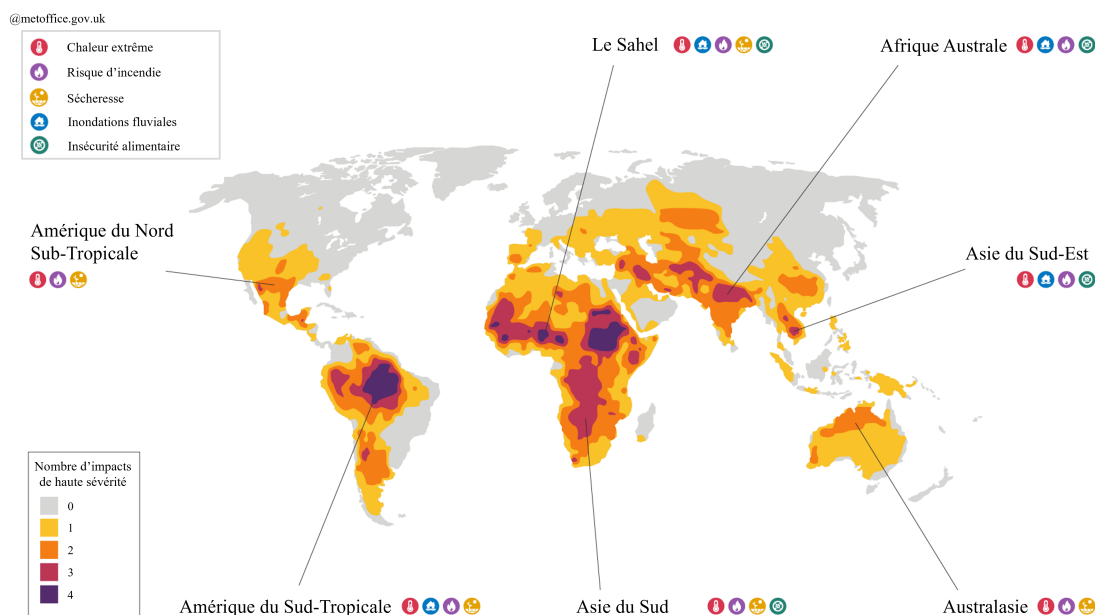


Figure 1.1 – Impacts du Réchauffement Climatique par Région

Réponses gouvernementales et défis

Face à cette réalité, il est impératif de repenser nos modes de production et de consommation afin de réduire notre empreinte carbone. L'augmentation des émissions de CO₂ a déclenché une série de pressions environnementales, sociétales et gouvernementales. En réponse, les gouvernements du monde entier mettent en

1.1. Éco-conception et mobilité

place des politiques pour limiter les émissions de gaz à effet de serre et promouvoir des pratiques durables. En Europe, le Green Deal européen, adopté en 2019, vise à rendre l'Europe climatiquement neutre d'ici 2050 en investissant massivement dans les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et la rénovation des bâtiments [COM21b]. En Chine, le Système National de Commerce des Émissions (ETS) fixe un prix sur les émissions de CO₂ et crée des incitations financières pour les réduire [PAR24]. Aux États-Unis, les normes Corporate Average Fuel Economy réglementent l'efficacité énergétique des véhicules neufs, augmentant progressivement les exigences pour réduire les émissions des véhicules légers et lourds [NHT24]. Malgré ces nombreuses initiatives, les émissions mondiales de CO₂ ont augmenté de 6 % en 2021 pour atteindre 36,3 milliards de tonnes, soit le niveau le plus élevé jamais atteint [IEA21].

Le secteur de la mobilité contribue de manière significative à l'augmentation des émissions de CO₂. En effet, ce secteur est l'un des plus grands émetteurs de CO₂, représentant 25 % des émissions mondiales liées à la combustion de l'énergie en 2018 [ÉCO21]. De plus, il est responsable de plus de 60 % de la demande mondiale de pétrole, avec environ 100 millions de barils consommés chaque jour en 2022, dont une grande partie par les véhicules de transport [EIA23]. La demande croissante en véhicules et en transports entraîne une consommation accrue de ressources naturelles et une augmentation des émissions polluantes. Les technologies traditionnelles étant devenues obsolètes et incompatibles avec les objectifs de durabilité à long terme, l'électrification des véhicules s'est imposée comme une solution populaire pour réduire les émissions de CO₂ et atténuer l'impact environnemental de la mobilité. En 2023, le Parlement européen a approuvé l'interdiction de la vente de voitures neuves à essence et diesel à partir de 2035 [EUR22].

1.1.1.2 Enjeux de l'éco-conception dans la mobilité

L'éco-conception dans la mobilité vise à réduire l'impact environnemental des véhicules en intégrant des pratiques durables dès leur conception. Face aux défis croissants liés à l'électrification des véhicules, il est crucial d'adopter des approches holistiques pour garantir une production durable et résiliente, répondant aux besoins environnementaux, sociétaux et économiques.

Défis et impacts environnementaux de l'électrification des véhicules

Cependant, l'électrification des véhicules présente des défis importants. La production de véhicules électriques nécessite des quantités considérables de lithium, cobalt, nickel et terres rares. Par exemple, un véhicule électrique typique utilisant un pack de batteries lithium-ion (NMC532) contient environ 8 kg de lithium, 35 kg de nickel, 20 kg de manganèse et 14 kg de cobalt [CAS21]. La disponibilité et le coût de ces matériaux sont cruciaux pour le déploiement de ces véhicules. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie [IEA18], il faudrait au moins 1 million de tonnes de lithium, soit l'équivalent de toutes les réserves de lithium de la Chine, pour fabriquer 125 millions de véhicules électriques d'ici 2030. De plus, ces matériaux posent des enjeux environnementaux, sociétaux et gouvernementaux. Les mines de cuivre et de lithium en Amérique du Sud et en Australie sont soumises à des niveaux

1.1. Éco-conception et mobilité

élevés de stress climatique et hydrique. En Indonésie, les mines de nickel suscitent des préoccupations environnementales en raison de l'augmentation des émissions de CO₂ et de l'élimination des déchets miniers. En République Démocratique du Congo, les mines de cobalt sont confrontées à des pressions sociales liées à l'exploitation minière artisanale à petite échelle [IEA22]. De plus, l'extraction intensive de ces matériaux est énergivore et a des impacts environnementaux significatifs. Par exemple, la production de lithium dans les Salars d'Atacam et d'Olaroz nécessite jusqu'à 50000 L d'eau par tonne de lithium extraite, ce qui entraîne une baisse significative des niveaux d'eau dans les régions arides, affectant les communautés locales et les écosystèmes [VER23].

Solutions et initiatives en éco-conception

Bien que l'électrification des véhicules et, plus largement, du secteur des transports soit une solution prometteuse pour réduire les émissions de CO₂, il est essentiel de ne pas négliger les enjeux sociétaux, gouvernementaux et environnementaux associés. Il est crucial d'adopter une approche holistique de l'éco-conception dès les premières étapes du développement des produits et de considérer les impacts environnementaux et sociétaux de leur production. Les entreprises doivent intégrer ces préoccupations tout au long du cycle de vie des produits, de la conception à la fin de vie. Cela nécessite une réforme profonde de la philosophie de conception, qui doit englober désormais une bienveillance à l'égard de l'homme et de la nature.

L'éco-conception dans la mobilité vise à réduire l'impact environnemental des véhicules en intégrant des pratiques durables dès leur conception. Cette approche est un enjeu crucial pour l'Europe. En 2023, la Commission européenne a proposé d'améliorer la conception et la fin de vie des véhicules afin de rendre l'Europe plus résiliente face aux besoins croissants en matériaux pour la mobilité (notamment l'importation des matériaux critiques) et de promouvoir l'économie circulaire [COM23]. Progressivement, l'éco-conception s'invite dans les discours politiques et les démarches de conception.

À titre d'exemple d'éco-conception dans la mobilité légère, le groupe Renault s'est engagé dans une trajectoire de décarbonation visant à réduire l'empreinte carbone de ses véhicules en utilisant des matériaux recyclés et en améliorant l'efficacité énergétique à chaque étape de la vie du véhicule [GRO24]. Le projet ALMA, financé par l'Union Européenne dans le cadre du programme Horizon 2020, se concentre également sur l'éco-conception des véhicules (voir Figure 1.2). L'objectif principal de ce projet est de promouvoir une approche circulaire de la conception des véhicules, intégrant des techniques de réduction de poids et l'utilisation de matériaux innovants. Un modèle appelé *Battery Electric Vehicle Sustainability* a été créé pour permettre aux constructeurs automobiles d'évaluer l'impact environnemental des véhicules depuis l'extraction des matières premières jusqu'à la fin de vie du véhicule.

Des entreprises comme GAUSSIN se trouvent à la pointe de cette transition vers une mobilité plus durable. En initiant des études approfondies sur l'optimisation multicritères des systèmes de traction hydrogène-électrique, elles s'engagent à réduire

1.1. Éco-conception et mobilité

leur empreinte environnementale et à répondre aux attentes sociétales et environnementales croissantes en matière de durabilité. En effet, depuis la COP21 (Conférence de Paris sur le climat, 2015), tous les états membres de cette coopération devront atteindre la neutralité carbone entre 2050 et 2100. Pour les entreprises du secteur de la mobilité, il est essentiel de prendre en compte les enjeux socio-environnementaux dès le début du processus de développement afin d'anticiper les défis futurs et de proposer des solutions innovantes et durables avec une production basée sur l'éco-conception.

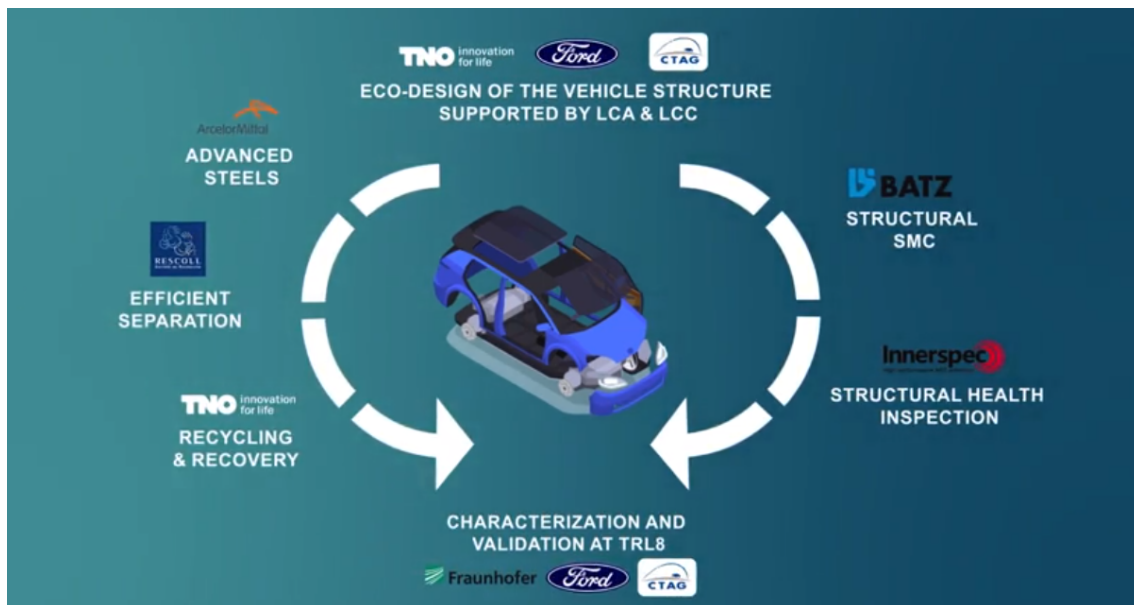


Figure 1.2 – Principe de l'éco-conception appliquée dans le projet ALMA [PRO21]

1.1.2 La mobilité électrique

L'évolution de la mobilité électrique est un processus marqué par de nombreuses innovations technologiques. Cette partie explore l'évolution de la mobilité électrique et les avancées majeures dans ce domaine. Dans un premier temps, les étapes clés du développement des technologies de propulsion électrique, depuis les premiers véhicules hybrides jusqu'aux modèles électriques actuels sont abordées. Dans un second temps, les innovations scientifiques et les découvertes ayant permis l'amélioration des performances des véhicules électriques sont présentées.

1.1.2.1 Au fil du temps

L'évolution de la mobilité électrique est caractérisée par l'émergence de nouvelles technologies et une différenciation croissante entre les différents types de véhicules. Depuis les premières étapes de l'électrification des transports, de nombreuses innovations ont façonné notre manière de nous déplacer.

Évolution des véhicules électriques

Grâce à l'invention de la batterie par Volta en 1800, des véhicules électriques expérimentaux ont vu le jour dès les années 1830. En 1899, des records étaient déjà établis avec des véhicules électriques atteignant des vitesses supérieures à 100 km.h⁻¹. Parmi eux, on note “La Jamais Contente”, qui atteignait une vitesse maximale de 105 km.h⁻¹. Cette voiture était équipée de deux moteurs de 25 kW chacun, alimentés par une batterie de 200 V, avec un courant de pointe de 124 A, et développait une puissance totale de 68 chevaux [MOR15]. L'introduction des véhicules électriques commerciaux a véritablement commencé avec les véhicules hybrides. En 1997, Toyota a lancé la Prius, le premier véhicule hybride électrique de grande série, combinant un moteur à combustion interne avec un moteur électrique pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire les émissions. Cette innovation a marqué le début d'une nouvelle ère de mobilité, où l'intégration de l'électricité dans les systèmes de propulsion est devenue une priorité [LAV02].

En 1993, Peugeot a été l'un des premiers constructeurs à commercialiser des véhicules électriques. Cependant, la 106 Electric n'a pas rencontré un franc succès en raison de sa faible autonomie et de sa puissance limitée. En 2010, Nissan a commercialisé la Leaf qui offrait une autonomie de 117 kilomètres. Ce lancement a représenté une étape majeure vers la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la dépendance aux combustibles fossiles. La même année, les véhicules hybrides rechargeables, tels que la Chevrolet Volt, ont introduit la possibilité de recharger les batteries via une prise électrique tout en conservant un moteur à combustion pour les longues distances. Aujourd'hui, le Lucid Air Grand Touring détient le record de la meilleure autonomie pour un véhicule électrique, avec une autonomie estimée à 830 kilomètres. Cette avancée illustre les progrès technologiques réalisés dans le domaine des batteries et de la gestion de l'énergie.

Les véhicules commerciaux à hydrogène ont fait leur apparition avec la Toyota Mirai en 2014, qui offrait une autonomie d'environ 483 kilomètres. Les piles à hydrogène permettent une autonomie accrue et des temps de recharge rapides, idéaux pour les applications nécessitant de grandes quantités d'énergie. Aujourd'hui, le Hyundai Nexa 2023 détient le record d'autonomie pour un véhicule à hydrogène avec 666 kilomètres et un temps de recharge compris entre 3 et 5 minutes pour un réservoir plein. Les piles à hydrogène sont de plus en plus considérées comme une alternative prometteuse aux combustibles fossiles et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre [PRA23].

Introduction des véhicules à hydrogène dans la mobilité électrique

La différenciation entre la mobilité lourde et légère s'est intensifiée avec les avancées des technologies de propulsion électrique. Les petits véhicules et la mobilité urbaine bénéficient particulièrement des véhicules à batteries, compétitifs grâce à leur autonomie adaptée (généralement entre 200 et 300 kilomètres par charge) et la facilité de recharge en milieu urbain. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA), les ventes mondiales de véhicules électriques légers ont atteint 16,6 millions en 2024, soit une augmentation de 82 % par rapport à 2020 [IEA24] (Figure 1.3).

1.1. Éco-conception et mobilité

Comparés aux véhicules légers à hydrogène, les véhicules 100 % batteries bénéficient d'un rapport poids/puissance plus avantageux. Par exemple, le Lucid Air Grand Touring affiche un poids de 2375 kg pour une puissance de 602 kW, soit un rapport poids/puissance de 253 W.kg⁻¹. Pour la Tesla Model 3, ce rapport est de 118 W.kg⁻¹ (1761 kg et 208 kW). En revanche, les véhicules légers à hydrogène ont des rapports poids/puissance plus faibles. La Toyota Mirai 2024, avec un poids à vide de 1900 kg et une puissance de 134 kW, présente un rapport de 70 W.kg⁻¹. De même, le Hyundai Nexo, avec une puissance de 120 kW pour un poids à vide de 1889 kg, offre un rapport de 63 W.kg⁻¹.

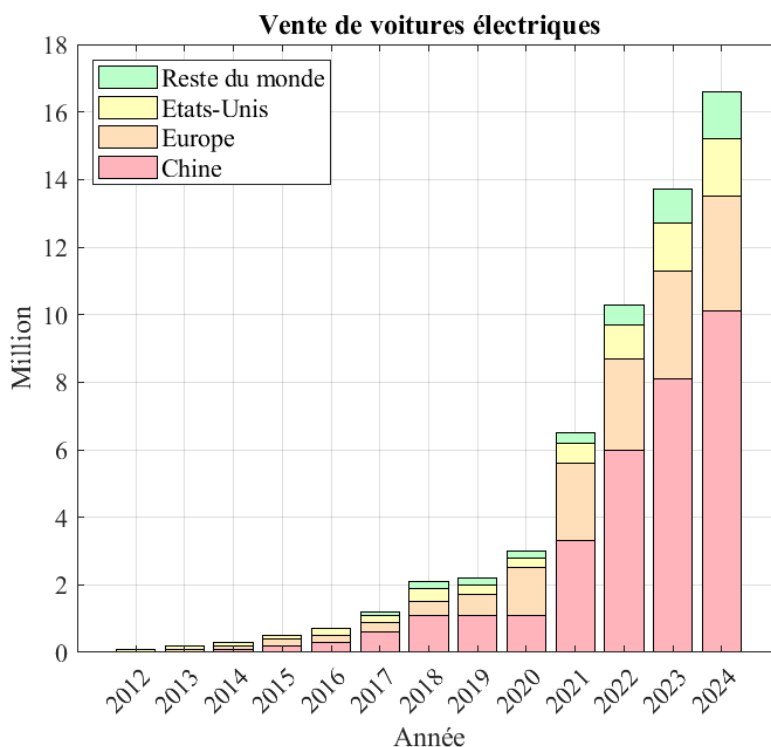


Figure 1.3 – Ventes de voitures électriques, 2012-2024 [IEA24]

Pour les véhicules plus lourds, tels que les engins de manutention, les bus et les camions, les solutions basées sur l'hydrogène sont prometteuses. Ces véhicules nécessitent des quantités d'énergie conséquentes et des temps de recharge rapides. Par exemple, un bus à hydrogène peut être rechargé en moins de 10 minutes pour une autonomie allant jusqu'à 350 kilomètres, ce qui est idéal pour les trajets longs et les utilisations intensives. Le marché des véhicules lourds à hydrogène gagne du terrain. Actuellement, plus de 100 modèles de bus et de camions à hydrogène sont disponibles. En 2023, la majeure partie des véhicules assemblés en Chine étaient des véhicules commerciaux, tels que des bus et des camions [COU23].

1.1.2.2 Avancées importantes et principales découvertes

Pour concevoir notre véhicule portuaire électrique ou hybride, deux modules électrochimiques et un module électrostatiques sont utilisés. Leur principe de fonc-

1.1. Éco-conception et mobilité

tionnement est brièvement décrit ci-dessous et sera détaillé davantage dans le Chapitre 2.

- Batteries : Elles stockent l'énergie électrique sous forme chimique et la libèrent sous forme d'électricité pour alimenter le moteur électrique. Elles peuvent également emmagasiner l'énergie de récupération générée lors du freinage du véhicule.
- Système pile à hydrogène : Il convertit l'hydrogène et l'oxygène en électricité à travers une réaction électrochimique, produisant de l'eau et de la chaleur comme sous-produits. La pile à hydrogène génère une tension en réponse à un courant, tandis que sa capacité énergétique est assurée par un réservoir d'hydrogène.
- Supercondensateurs : Ils stockent et libèrent rapidement de grandes quantités d'énergie électrique, offrant des puissances élevées pour des périodes courtes, souvent utilisés pour des accélérations rapides ou la récupération d'énergie lors du freinage. Leur réponse en puissance est beaucoup plus rapide que celle des batteries, bien que leur capacité de stockage soit plus faible.

Batteries

L'utilisation des batteries lithium-ion a révolutionné le domaine du transport électrique. Introduites commercialement dans les années 1990, ces batteries ont progressivement remplacé les technologies plus anciennes comme les batteries au plomb-acide et les batteries nickel-cadmium, principalement en raison de leur densité énergétique supérieure et de leur cycle de vie prolongé. Ces caractéristiques ont permis une amélioration significative des performances des véhicules électriques et une adoption plus large de cette technologie.

Aujourd'hui, la production mondiale de batteries est largement dominée par la Chine, comme illustré dans la Figure 1.4.

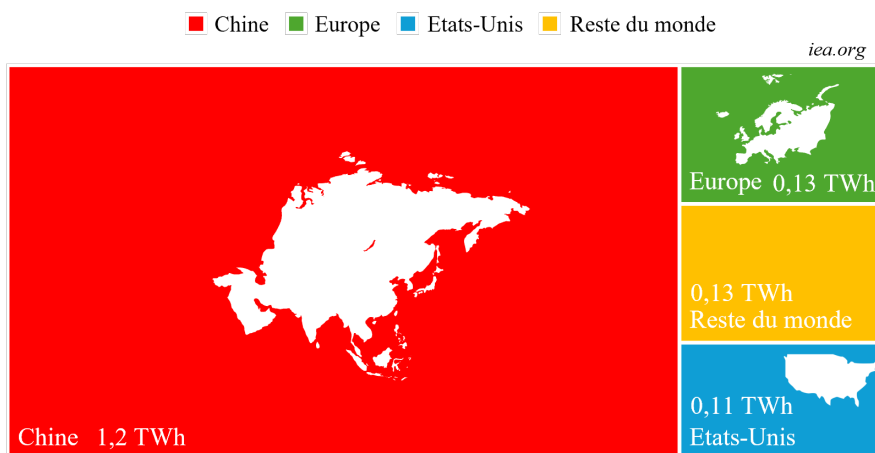


Figure 1.4 – Capacité de production de batteries lithium-ion [IEA24]

1.1. Éco-conception et mobilité

Le marché des batteries lithium-ion pour la mobilité électrique est se distingue par plusieurs chimies spécifiques, chacune présentant ses propres avantages et inconvénients [ARM20] :

- Lithium Nickel Manganèse Cobalt (NMC) : Utilisée par de nombreux fabricants tels que Smart, Volkswagen, Nissan, Chevy, et BMW, cette chimie offre d'excellentes caractéristiques thermiques et une haute performance énergétique. En 2020, le marché des batteries en Chine était dominé à plus de 80 % par les batteries NMC [DUN21]. En effet, les batteries NMC offrent un excellent équilibre entre densité énergétique, performance et sécurité, ce qui les rend idéales pour une large gamme de véhicules électriques. Le terme NMC regroupe une vaste gamme en termes de variations de composition, identifiées par un code court qui combine les initiales des métaux de transition avec un nombre à trois chiffres représentant leur ratio stœchiométrique. Par exemple, la chimie NMC111 indique un pourcentage de 33 % de Nickel, 33 % de Manganèse, 33 % de Cobalt à la cathode. La chimie NMC622 indique un pourcentage de 60 % de Nickel, 20 % de Manganèse, 20 % de Cobalt à la cathode.
- Lithium Nickel Cobalt Aluminium (NCA) : Principalement utilisée par Tesla mais également par Panasonic dans les ordinateurs portables, cette chimie se distingue par une densité énergétique élevée et une longue durée de vie, bien qu'elle soit plus coûteuse et présente des défis en matière de sécurité thermique.
- Lithium Manganèse Oxyde (LMO) : Cette chimie est utilisée par plusieurs fabricants de véhicule électrique en mélange avec d'autres matériaux de cathode pour améliorer l'énergie et la durabilité des batteries.
- Lithium Fer Phosphate (LFP) : En 2011, 75 % du marché des batteries en Chine était dominé par les batteries LFP [BAM21]. Ces batteries offrent une bonne densité énergétique, un excellent rapport poids/puissance, une haute sécurité et une bonne résistance thermique, malgré une densité énergétique légèrement plus faible que les batteries NMC et NCA. Depuis 2020, l'intérêt pour le potentiel de réchauffement global des batteries LFP a augmenté, en partie grâce à l'annonce de Tesla concernant leur utilisation dans certains de ses véhicules [DUN21]. Cette chimie est appréciée pour sa conformité aux exigences de sécurité et ses performances optimales dans des conditions thermiques variées.
- Lithium Titane Oxyde (LTO) : Utilisées principalement dans les bus électriques en Chine, les batteries LTO offrent l'alternative la plus sûre dans la catégorie des batteries de haute puissance et sont reconnues pour leur capacité de charge rapide.

La stabilité thermique des batteries est un aspect crucial, notamment en ce qui concerne la sécurité. Les processus de combustion des batteries ont été comparés dans la référence [YU24] révélant que les batteries LMO génèrent plus de chaleur que les batteries LFP. Dans le cadre d'une application automobile et des recommandations données en interne par les organismes de certification, il est essentiel de déterminer quelle chimie offre la meilleure stabilité parmi les compositions chimiques étudiées. De plus, dans le cas de l'hybridation avec une pile à hydrogène, il est primordial

1.1. Éco-conception et mobilité

de privilégier la technologie la plus stable. Les chimies LFP, LTO, NCA et NMC ont été comparées dans la référence [FEN18], en mesurant également la quantité d'énergie libérée lors de l'emballage thermique. Les résultats montrent que, lors d'un emballage thermique, les batteries LFP émettent deux fois moins d'énergie que les batteries NCA.

Les recherches se poursuivent pour améliorer la densité énergétique et la sécurité des batteries Lithium-ion. Par exemple, l'ajout de silicium à l'anode est exploré pour augmenter la densité énergétique, tandis que des batteries à électrolyte solide et des batteries lithium-soufre sont en développement pour offrir des solutions encore plus performantes et sûres [FEN18].

Dans nos travaux de recherche, nous nous concentrons sur les chimies LFP, NMC, NCA, LMO, et LTO pour plusieurs raisons. En effet, ces chimies représentent les technologies les plus utilisées et les plus prometteuses sur le marché actuel des véhicules électriques. Les caractéristiques techniques, le potentiel de réchauffement global et les impacts sociétaux de ces batteries seront explorés dans le Chapitre 2 avant de faire un choix entre l'ensemble des chimies étudiées.

Pile à hydrogène

Découvertes en 1839 par Sir William Grove, les piles à membranes échangeuses de protons (PEMFC) ont été initialement développées pour des applications spatiales dans les années 1960 et ont commencé à être utilisées commercialement dans les transports dans les années 1990. Depuis, des avancées significatives ont été réalisées, notamment dans la durabilité des membranes, la réduction des coûts des catalyseurs (principalement en platine), et l'amélioration des systèmes de gestion thermique et de l'humidité [DEN22 ; POI21].

La première application de transport terrestre à hydrogène est apparue en 1959 sous la forme d'un tracteur développé par la compagnie Allis Chalmers (voir Figure 1.5). Des constructeurs comme Toyota, Honda, et Hyundai ont lancé des modèles commerciaux tels que la Toyota Mirai et le Hyundai Nexo, offrant des autonomies compétitives et bénéficiant de l'expansion des infrastructures de recharge. La série de voitures Nekar par Daimler, équipée de piles Ballard de 50 kW à 75 kW, a marqué un tournant dans l'utilisation des PEMFC pour la traction automobile. Des flottes expérimentales de véhicules, comme celles du California Fuel Cell Partnership impliquant les principaux constructeurs mondiaux, ont démontré la viabilité de cette technologie dès 2000. De plus, les bus à hydrogène développés depuis 1997 et les chariots élévateurs adaptés aux grands centres logistiques émergés en 2005 ont créé le premier marché commercial pour les véhicules à pile à combustible [DEN22]. Dans le cadre de nos travaux de recherches, une PEMFC sera également utilisée.

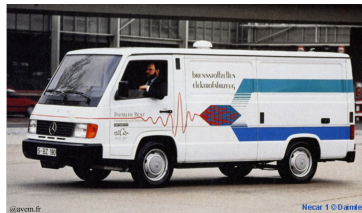
Les PEMFC utilisent une membrane polymère pour transporter les protons, permettant une réaction électrochimique entre des molécules d'hydrogène et d'oxygène. Le produit de cette réaction est l'électricité, les sous-produits sont l'eau et la chaleur. Les PEMFC offrent des avantages significatifs [DEN22] :

1.1. Éco-conception et mobilité

- Bonne densité énergétique : Permet des autonomies comparables aux véhicules thermique ;
- Sécurité et durabilité : La nature solide de l'électrolyte, dont le polymère est proche du Teflon[®], est d'une grande stabilité chimique.
- Temps de recharge rapide : Les véhicules à pile à hydrogène peuvent être rechargés en quelques minutes.



(a)



(b)



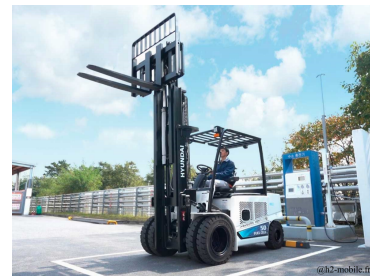
(c)



(d)



(e)



(f)

Figure 1.5 – Quelques exemples de véhicules à hydrogène : (a) Tracteur Allis Chalmers 1959 (b) Fourgon Nocar Daimler 1994 (c) Nissan X-Trail 2003 (d) Chevrolet Colorado ZH2 2017 (e) Bus à Hydrogène VanHool pour la société Optymo 2022 (f) Chariots élévateurs Hyundai 2024

Les températures de fonctionnement couramment employées sont situées entre 60 et 95 °C. Cependant, la gestion de l'eau dans ce type de pile est délicate tant au niveau de la membrane que du système complet. Le catalyseur, souvent à base de platine, doit être optimisé pour réduire la quantité de platine nécessaire tout en maintenant une haute efficacité catalytique. Entre 2005 et 2010, la teneur en platine des PEMFC a diminué de plus de 80 %, passant de 0,3 mg.cm⁻² à moins de 0,1 mg.cm⁻² aujourd'hui. Cette réduction a permis de diminuer le coût des PEMFC, rendant cette technologie plus accessible pour les applications commerciales [TEL21 ; OLA22].

Pour les PEMFC, les possibilités d'amélioration sont encore grandes : augmentation de la densité de puissance en fin de vie, diminution de la charge de platine, réduction de l'épaisseur de la membrane et augmentation de la température de fonctionnement de la pile. Les principales difficultés des PEMFC résident dans la gestion thermique (notamment pour le démarrage à froid et l'évacuation de la chaleur) et la

1.1. Éco-conception et mobilité

réduction de la consommation énergétique des auxiliaires [DOE22]. La prédiction de la dégradation de la pile est également un défi complexe en raison des caractéristiques multiphysiques et multivariées des PEMFC mais est cruciale pour améliorer leur durabilité. Selon les statistiques du “Department of Energy” (DOE) des États-Unis, les performances actuelles des PEMFC par rapport aux objectifs ultimes montrent des marges d’amélioration significatives [ELL20] :

Tableau 1.1. Objectifs techniques fixés par le DOE pour un système PEMFC de 80kW

| Caractéristiques | En 2015 | Objectifs 2025 | Objectifs ultimes |
|---|---------|----------------|-------------------|
| Efficacité énergétique maximale (%) | 64 | 65 | 70 |
| Densité de puissance (W.L^{-1}) | 640 | 650 | 850 |
| Puissance spécifique (W.kg^{-1}) | 650 | 860 | 900 |
| Durabilité dans le cycle de conduite automobile (h) | 4130 | 5000 | 8000 |

La durabilité demeure un défi majeur pour les systèmes PEMFC, le DOE ayant fixé un objectif ultime de 8 000 heures. En 2015, la durée de vie d’un système PEMFC était estimée à 4 130 heures. L’objectif pour 2025 est d’atteindre 5 000 heures, soit environ 250 000 km en équivalence kilométrique, en considérant une vitesse moyenne de 50 km.h^{-1} (voir Tableau 1.1).

À titre de comparaison, les moteurs diesel affichent une efficacité énergétique maximale de 50 %, une densité de puissance atteignant 700 W.L^{-1} , et une puissance spécifique de 100 W.kg^{-1} . Dans le cadre d’un cycle de conduite automobile, leur durée de vie maximale est estimée à 12 000 heures de fonctionnement, soit environ 500 000 km pour un véhicule.

Une pile à hydrogène ne peut fonctionner seule. La pile à hydrogène évolue au sein d’un système, dont elle est le cœur, couramment appelé “stack”. Autour de ce stack, divers éléments, appelés “Balance of Plant” (BoP), s’assurent principalement de l’acheminement des gaz et du refroidissement du stack.

Le stockage énergétique est réalisé par les réservoirs à hydrogène. Il existe différents types de stockage pour l’hydrogène [HAS21] :

- Stockage sous forme gazeuse : L’hydrogène est comprimé à des pressions élevées (jusqu’à 700 bars) et stocké dans des réservoirs. Cette méthode est couramment utilisée dans les stations de ravitaillement en hydrogène pour véhicules et pour des applications industrielles.
- Stockage sous forme liquide : L’hydrogène est refroidi à des températures cryogéniques (environ -253°C) pour le maintenir à l’état liquide. Cette méthode permet une densité énergétique plus élevée, mais elle nécessite une isolation thermique efficace pour minimiser les pertes par évaporation.
- Stockage dans des hydrures métalliques : L’hydrogène est absorbé et libéré par des alliages métalliques. Cette méthode est sûre et compacte, mais les matériaux utilisés peuvent être coûteux et lourds.

1.1. Éco-conception et mobilité

- Stockage dans des composés chimiques : L'hydrogène est lié chimiquement à des composés, comme les ammoniacs ou les hydrocarbures liquides, et est libéré par des réactions chimiques. Cette méthode peut offrir une densité énergétique élevée et une manipulation plus facile.

Dans le domaine de la mobilité, le stockage gazeux est utilisé. Plusieurs types de réservoirs existent pour ce stockage ; ils sont classés en quatre catégories [HAS21] :

- Réservoirs de Type I : Ce sont des réservoirs entièrement métalliques, généralement en acier ou en aluminium. Ils sont robustes et moins coûteux mais relativement lourds, ce qui les rend moins adaptés pour des applications mobiles.
- Réservoirs de Type II : Ces réservoirs combinent un liner métallique (généralement en aluminium) avec un enroulement de fibres composites (comme le verre ou le carbone) autour du cylindre pour renforcer la structure. Ils offrent un bon compromis entre coût et poids.
- Réservoirs de Type III : Ils possèdent un liner en métal (souvent en aluminium) mais sont entièrement enveloppés de fibres composites (carbone principalement). Ces réservoirs sont plus légers que ceux de Type I et II, tout en offrant une haute résistance et une capacité de stockage à haute pression.
- Réservoirs de Type IV : Ces réservoirs sont entièrement en matériaux composites, avec un liner interne en plastique (comme le polyéthylène) et une enveloppe en fibres composites (carbone). Ils se distinguent par leur capacité à supporter des pressions de stockage élevées, allant de 350 à 700 bar, et leur densité massique faible [SU21]. Les réservoirs de type IV sont utilisés dans des véhicules tels que la Toyota Mirai et le Hyundai Nexa.

Emergence des supercondensateurs dans la mobilité

Les supercondensateurs sont de plus en plus populaires dans le secteur de la mobilité grâce à leur capacité à fournir une grande quantité de puissance pendant une durée réduite. Ils sont principalement utilisés pour les accélérations rapides et la récupération d'énergie lors du freinage, offrant ainsi des puissances élevées sur de courtes périodes [KHA24].

Il existe trois grandes catégories de supercondensateurs : les condensateurs à double couche électrique (EDLC), les condensateurs hybrides et les pseudo-condensateurs. Dans notre cas, nous nous concentrons sur les EDLC car ils sont actuellement les plus utilisés dans la mobilité.

L'utilisation de supercondensateurs dans les véhicules électrique-hydrogène a été évaluée dès les années 2000. Par exemple, la voiture Honda FCX a utilisé des supercondensateurs EDLC à la place des batteries nickel-métal-hydrure, améliorant ainsi le rendement électrique de 7 à 10 %. En 2012, lors des 24 Heures du Mans, Toyota a présenté son véhicule TS030 HYBRID, qui utilisait des supercondensateurs EDLC à la place des batteries de traction [GUO23].

Cependant, les supercondensateurs présentent plusieurs inconvénients [GUO23] :

1.1. Éco-conception et mobilité

- Faible densité énergétique : Comparés aux batteries lithium-ion, les supercondensateurs nécessitent plus de volume et de poids pour stocker la même quantité d'énergie ;
- Haut taux de décharge : Ils perdent rapidement l'énergie accumulée, ce qui les rend inefficaces pour redémarrer un véhicule après une longue période d'inactivité ;
- Tension faible : De nombreuses cellules sont nécessaires pour atteindre la tension souhaitée ;
- Coût élevé : Les supercondensateurs restent relativement chers, contrairement aux batteries lithium-ion dont le coût a diminué rapidement.

L'intégration des supercondensateurs dans les véhicules hydrogène-électriques est particulièrement avantageuse pour la mobilité lourde et les engins de manutention. Leur réponse rapide permet de fournir instantanément la puissance nécessaire pour les charges lourdes et de récupérer l'énergie lors du freinage, protégeant ainsi la durée de vie des batteries.

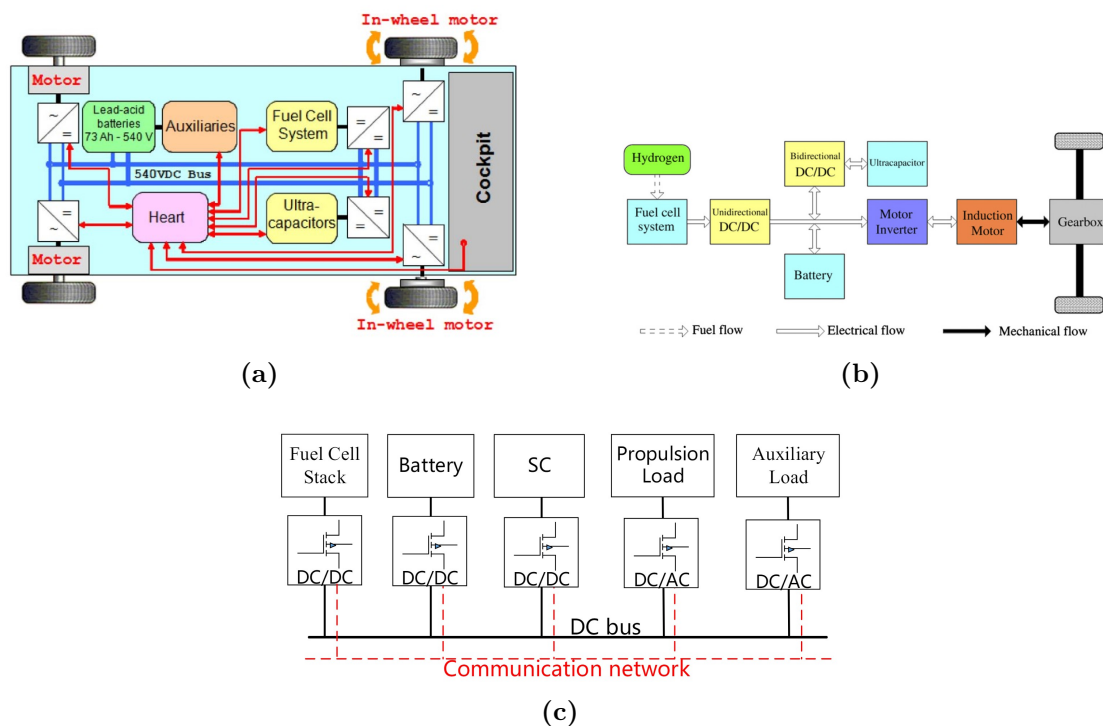


Figure 1.6 – Architecture énergétique des chaînes de traction pour (a) le banc ECCE, (b) le bus hybride à hydrogène, (c) le ferry Alsterwasser

L'utilisation conjointe des batteries et des supercondensateurs crée un système de stockage d'énergie puissant, combinant haute densité énergétique et haute densité de puissance [GAO08]. Plusieurs applications ont démontré l'efficacité de cette intégration dans une chaîne de traction électrique-hydrogène (voir Figure 1.6). Par exemple :

1.1. Éco-conception et mobilité

- Banc ECCE : Utilisé pour des applications militaires, il intègre des batteries plomb-acide (PbA), un système PEMFC et des supercondensateurs dans une topologie semi-active où les batteries fixent la tension du bus DC [SOL11];
- Bus à hydrogène en Chine : Conçu avec une architecture similaire, il transporte 50 passagers à une vitesse maximale de 80 km.h⁻¹ [GAO08];
- Ferry Alsterwasser (projet ZEMSHIP) : Utilise une topologie full-active avec un convertisseur DC/DC pour chaque module électrochimique [ZHA20b].

1.1.3 L'éco-conception dans les différents secteurs de la mobilité

L'éco-conception joue un rôle crucial dans la transition vers une mobilité durable, en intégrant des pratiques durables dès la phase de conception des véhicules. Cette partie explore les stratégies et défis de l'éco-conception dans divers secteurs de la mobilité, en se concentrant sur la mobilité légère, lourde et portuaire.

1.1.3.1 Stratégies et défis

Les points suivants examinent les différentes stratégies d'éco-conception et les défis rencontrés dans la mobilité, qu'il s'agisse de la mobilité légère avec les véhicules électriques individuels ou de la mobilité lourde et portuaire avec les camions et les véhicules industriels.

Mobilité légère

L'éco-conception de la mobilité électrique est un sujet de plus en plus présent dans les débats scientifiques. La référence [MAN24] porte sur les outils d'éco-conception et présente plusieurs études de cas, pour une navette électrique et pour un robot autonome, démontrant que ces outils peuvent optimiser les performances environnementales des véhicules et de bien d'autres applications. Un autre article sur les processus d'éco-conception dans l'industrie automobile fournit des lignes directrices pour améliorer l'impact environnemental des véhicules, en soulignant l'importance d'utiliser des matériaux recyclés pour réduire les impacts environnementaux et sociétaux [STA20b]. En effet, le potentiel de réchauffement global dû à l'extraction des matériaux est la partie la plus émettrice dans l'analyse de cycle de vie d'un véhicule. La référence [TCH24] illustre ce point de manière frappante : en comparant différentes configurations possibles pour un véhicule hybride équipé d'une batterie de chimie NMC, le potentiel de réchauffement global attribué à l'extraction des matériaux peut être multiplié par deux en fonction de l'architecture choisie.

La référence [ZHA20a] vient souligner l'importance de prendre en considération l'éco-conception dès les premières étapes de conception du véhicule afin de réduire fortement l'impact environnemental du véhicule électrique. Enfin, la référence [ZWO19] compare deux véhicules 100% batteries équipés soit de batteries LFP, soit de batteries NMC. Bien que cette étude se concentre principalement sur les batteries plutôt que sur les véhicules dans leur ensemble, elle révèle qu'il est très difficile d'atteindre un compromis acceptable pour réduire l'impact environnemental des batteries LFP tout en maximisant leur recyclabilité. Selon cette étude, le

1.1. Éco-conception et mobilité

recyclage des batteries LFP est peu rentable, notamment en raison des faibles taux de valorisation de leur matière active, qui ne suscite que peu d'intérêt pour les recycleurs, contrairement aux batteries NMC, dont les métaux précieux sont plus attractifs. De plus, les normes imposant des taux de recyclage pour les batteries LFP ne sont pas atteignables avec les procédés actuels (normes ISO 14040). Par conséquent, la technologie NMC, bien que contenant des matériaux critiques, est privilégiée en raison de sa meilleure recyclabilité et de sa conformité aux exigences réglementaires.

Mobilité lourde et portuaire

La mobilité lourde (camions, bus, trains et véhicules industriels) est responsable d'environ 22 % des émissions françaises de CO₂ dans le secteur des transports [COM21a]. Pour réduire ces émissions, le parlement européen a mis en place des réglementations strictes visant à ce que la quasi-totalité des nouveaux camions vendus en 2040 soient zéro-émission. Les émissions de CO₂ des poids lourds pourraient donc diminuer de 62 % d'ici 2050 par rapport aux émissions émises en 1990. Plus précisément, cette loi prévoit une diminution des émissions moyennes des camions neufs de 45 % d'ici 2030, de 65 % d'ici 2035 et de 90 % d'ici 2040 [TRA24]. Ces mesures encouragent les pratiques d'éco-conception, comme celles mises en œuvre par Alstom (voir Figure 1.7), qui utilise des analyses du cycle de vie pour guider les choix de conception en tenant compte de l'impact environnemental tout au long du cycle de vie des produits.

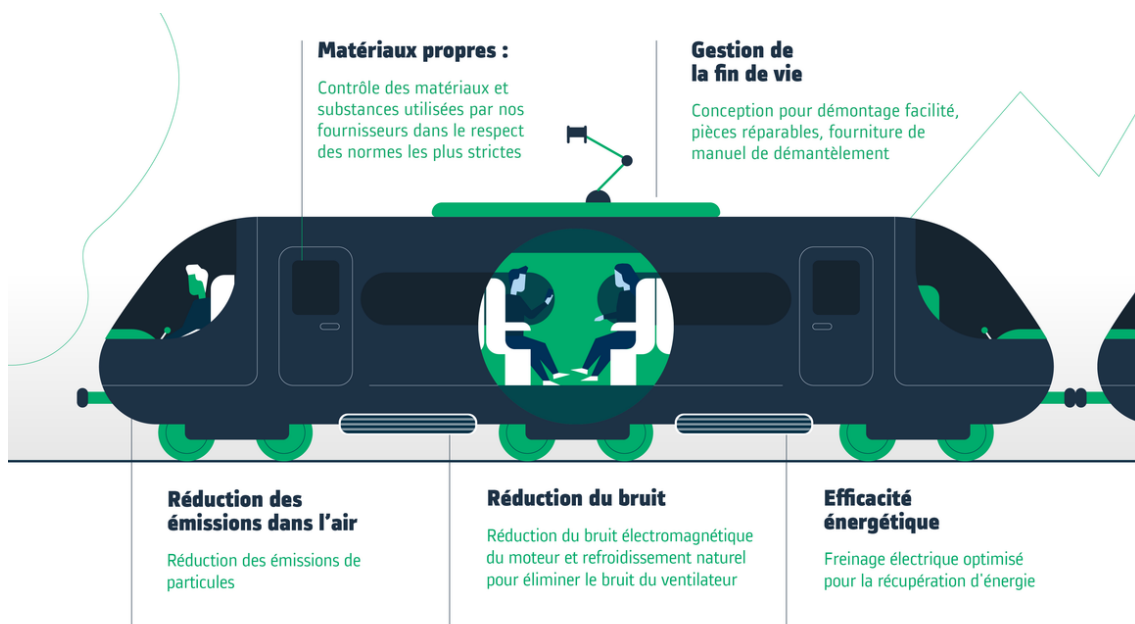


Figure 1.7 – Politique d'éco-conception Alstom [ALS23]

Dans le contexte des véhicules utilitaires lourds, l'étude menée dans la référence [WOL21] compare les camions diesel, hybrides (moteur thermique et moteur électrique), 100 % batteries et hydrogène-électrique et optimise la conception des

1.1. Éco-conception et mobilité

véhicules en termes de performance environnementale et économique. La capacité du pack batteries, la puissance de la pile à hydrogène sont pris comme des paramètres variables. Pour les camions 100 % batteries, une capacité moyenne de batterie de 515 kWh permet d’obtenir des kilométrages plus élevés et donc un coût de possession plus faible. Pour les camions électrique-hydrogène, la puissance optimale de la pile à hydrogène est de 283 kW. En effet, bien qu’un camion nécessite environ 120 kW pour maintenir sa vitesse de croisière sur autoroute, le surdimensionnement de la pile à hydrogène permet de fonctionner dans sa zone de rendement optimal, même dans des conditions difficiles. Ce dimensionnement accru améliore l’efficacité globale, et le coût supplémentaire de la pile est compensé par les gains de performance énergétique obtenus. Du côté environnemental, les camions électriques à batterie présentent un potentiel de réchauffement global significatif durant la phase d’utilisation, tandis que les camions électrique-hydrogène fonctionnant à l’hydrogène produit par reformage à la vapeur de méthane (SMR), offrent une meilleure alternative en termes d’impact environnemental par rapport aux camions électriques.

Les ports sont des centres d’activité intense, impliquant des manœuvres de chargement et de déchargement des conteneurs. Les véhicules utilisés sont souvent des engins de manutention tels que des grues et des terminaux portuaires. Ces véhicules lourds sont très souvent alimentés par moteur diesel. Ces activités contribuent de manière significative aux émissions locales de CO₂ et d’autres polluants atmosphériques. Les opérations portuaires représentaient près de 2,3 % des émissions mondiales totales en 2022 [WAN23]. De nombreux ports à travers le monde adoptent des initiatives de “ports verts” pour réduire leur empreinte carbone et promouvoir le développement durable. Le port de Rotterdam, par exemple, s’est engagé à devenir neutre en carbone d’ici 2050, en utilisant des énergies renouvelables et des technologies de propulsion verte comme les tracteurs à hydrogène.

L’entreprise GAUSSIN s’inscrit dans cette thématique. L’entreprise conçoit et assemble des produits et des services dans le domaine du transport et de la logistique. Parmi les véhicules commercialisés, les véhicules APM 75T sont des tracteurs de terminaux portuaires électriques utilisés dans le transport des conteneurs sur les ports. Ce véhicule est décliné sous 2 formes : électrique et électrique-hydrogène. Dans le cadre de nos travaux de recherche, nous nous concentreront sur la chaîne de traction électrique-hydrogène de l’APM 75T (voir Figure 1.8). L’intérêt de ces véhicules à hydrogène d’un point de vue environnemental a été démontré dans la référence [CHA19]. Au port de Kaohsiung, les tracteurs à hydrogène ont réduit les émissions de CO₂ de 68,7 % par rapport aux tracteurs diesel suivis des tracteurs électriques qui ont permis une baisse des émissions de 62,2 %.

1.1.3.2 Chaîne de traction électrique-hydrogène pour les applications portuaires

L’intégration de chaînes de traction électrique-hydrogène dans les applications portuaires offre des solutions prometteuses pour réduire les émissions de CO₂. Les points ci-dessous explorent les composants essentiels de ces chaînes de traction, leurs configurations et les exemples pratiques de leur mise en œuvre dans les environnements portuaires.

1.1. Éco-conception et mobilité



Figure 1.8 – APM 75T Hydrogène GAUSSIN : (a) Présentation du véhicule
(b) Présentation de la disposition des réservoirs hydrogène et de la pile à hydrogène au sein du véhicule

Définition d'une chaîne de traction

La chaîne de traction désigne l'ensemble des composants et systèmes impliqués dans la conversion de l'énergie stockée en énergie mécanique nécessaire au déplacement d'un véhicule. Elle inclut les sources d'énergie (telles que les batteries, les systèmes de pile à hydrogène et les supercondensateurs), les dispositifs de conversion énergétique (comme les convertisseurs haute puissance et les moteurs électriques), ainsi que les éléments mécaniques (roues, transmission) permettant de transmettre cette énergie aux roues du véhicule (voir Figure 1.9).

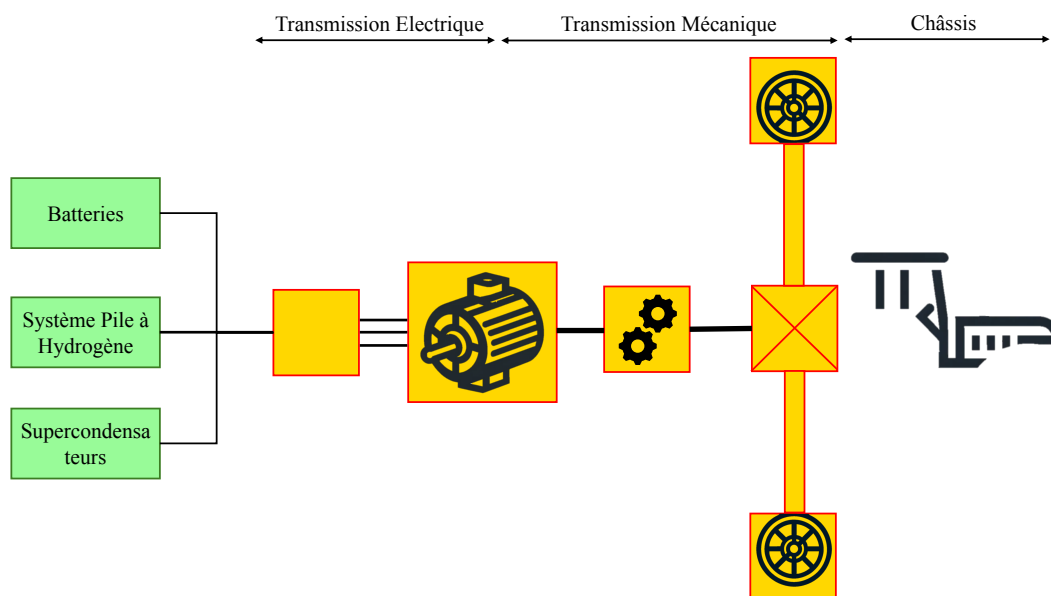


Figure 1.9 – Représentation schématique d'une chaîne de traction Pile à Hydrogène, Batteries, Supercondensateurs

Exemples applicatifs

Les chaînes de traction électrique-hydrogène dans la mobilité portuaire ont déjà été étudiés au sein de quelques références. Parmi ces références, trois d'entre elles reprennent la même architecture, composée d'une pile à hydrogène 70 kW Ballard FCmove™-HD et d'une batterie LFP de 60 kWh [LIU22]. Pour 6 heures de fonctionnement en continu et des chargements variant de 15 à 70 tonnes, la consommation en hydrogène varie entre 7,7 kg et 16,9 kg. Selon les cycles d'utilisation, la récupération d'énergie au freinage peut monter jusqu'à 85 % [DI 21]. Ce chiffre reste toutefois à nuancer : dans le cadre des véhicules GAUSSIN, une récupération d'énergie au freinage de 20 % a été mesurée. Enfin, le remplacement d'un moteur diesel par un système pile à hydrogène/batteries permet la réduction d'environ 501 tonnes de CO₂ par an sur ces opérations portuaires [ILI21]. La consommation de carburant pour un tracteur portuaire thermique moyen est de 9,48 L.h⁻¹, ce qui conduit à une consommation annuelle totale de 187 775 L et environ 501 tonnes de CO₂. Le passage à des véhicules à hydrogène permettrait d'éviter ces émissions directes. En outre, l'usage de systèmes auxiliaires de ventilation pourrait être réduit, ce qui diminuerait davantage l'impact environnemental dans les ports. Ainsi, 100 % des émissions seraient éliminées.

Enfin, la référence [LOM23] propose une stratégie adaptative basée sur les règles pour gérer l'énergie en temps réel entre la pile à hydrogène et la batterie. Dans cette référence, la capacité énergétique des batteries LFP qui est de 25 kWh. Ce besoin énergétique plus faible s'explique sans doute par le tonnage des conteneurs variant entre 20 et 35 tonnes. Sur l'ensemble des références trouvées à ce sujet, la batterie est reliée directement au bus DC de la chaîne de traction. Dans ces références, les coûts d'achat et les coûts d'opération et de maintenance ne sont pas abordés.

Du côté des applications industrielles, plusieurs projets ont été réalisés. Le port de Rotterdam accueille depuis octobre 2020 des tracteurs de terminaux portuaires conçus par Zepp.solutions pour assurer le transport de leurs conteneurs. Une large gamme de données est recueillie. La société ATENA a réalisé, dans le cadre du projet H2PORTS, un tracteur de terminaux aéroportuaires pour le port de Valence en y implémentant également des stations à hydrogène. La référence [LOM23] traite de ce véhicule. Enfin, le projet Zero Emissions for California Ports (ZECAP) a pour vocation de remplacer 1000 tracteurs de terminaux diesels opérant dans le port de Los Angeles par des véhicules zéro-émission. Des études sont également en cours afin de prouver que les tracteurs de terminaux hydrogène-électrique sont fiables, opérationnels et préférables aux véhicules diesels.

1.2. Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique

La transition vers la mobilité électrique est essentielle pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et promouvoir un développement durable. Cependant, pour que cette transition soit pleinement efficace, une compréhension approfondie des impacts environnementaux et sociétaux des technologies utilisées est indispensable.

1.2.1 Concepts clés de l'éco-conception

Les impacts environnementaux, sociétaux et gouvernementaux des technologies de mobilité électrique sont cruciaux à évaluer pour leur adoption durable. Cette sous-partie examine ces impacts à travers trois perspectives principales : le potentiel de réchauffement global, l'analyse de cycle de vie et les enjeux sociétaux et gouvernementaux des matériaux critiques.

1.2.1.1 Potentiel de réchauffement global

Les impacts environnementaux se réfèrent aux effets négatifs des activités humaines sur l'environnement. Ces effets peuvent inclure la pollution de l'air, de l'eau et des sols, la destruction des habitats naturels, la perte de biodiversité, et les changements climatiques. Les activités industrielles, agricoles, et de transport sont souvent responsables de ces impacts. La production des batteries, des piles à hydrogène et des supercondensateurs engendre des émissions de gaz à effet de serre et d'autres polluants tout au long de leur cycle de vie, de la production à l'élimination, en passant également par le recyclage. La mesure de ces impacts permet de comparer et de classer les technologies selon leur niveau de dommage environnemental, facilitant ainsi la mise en place de pratiques plus durables.

Ces travaux de recherches se concentrent sur les émissions de CO₂ équivalentes (CO_{2eq}), générées par divers gaz à effet de serre tels que le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O), les gaz fluorés (SF₆), les hydrofluorocarbures (HFC) et les perfluorocarbures (PFC) [TRA18]. Ce choix s'explique par le fait que les émissions de CO_{2eq} sont la mesure des impacts environnementaux la plus connue et la plus facile à communiquer.

Ces émissions sont exprimées en termes de dioxyde de carbone équivalent, en appliquant un facteur de conversion appelé potentiel de réchauffement global. Le potentiel de réchauffement global exprime le pouvoir réchauffant d'une masse donnée de gaz à effet de serre par rapport à une masse équivalente de dioxyde de carbone. Ce calcul est généralement réalisé sur une période de 100 ans, conformément aux normes internationales. Cette approche permet de quantifier et de comparer les impacts climatiques des différents gaz à effet de serre en termes de CO₂ équivalent, offrant ainsi une base cohérente pour l'évaluation environnementale des composants étudiés.

Cette mesure normalisée permet de comparer l'impact climatique des technologies utilisées dans la chaîne de traction étudiée en les classant de la plus im-

1.2. Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique

La plus impactante à la moins impactante. Dans le domaine du stockage énergétique, le potentiel de réchauffement global est souvent ramené à l'unité fonctionnelle du poids, de la capacité énergétique ou encore de l'énergie délivrée. Pour évaluer le potentiel de réchauffement global des batteries, des supercondensateurs et du réservoir hydrogène, l'unité fonctionnelle choisie est le kWh. Pour évaluer le potentiel de réchauffement global de la pile à hydrogène, l'unité fonctionnelle choisie est le kW.

1.2.1.2 Analyse en cycle de vie

L'analyse de cycle de vie (ACV) est une méthode largement utilisée pour évaluer l'impact environnemental des technologies tout au long de leur cycle de vie, depuis l'extraction des matières premières jusqu'à la fin de vie, en passant par les phases de production, d'utilisation et de recyclage. Cette approche permet de quantifier le potentiel de réchauffement global associé à chaque étape du cycle de vie et d'identifier les phases les plus critiques en termes d'émissions.

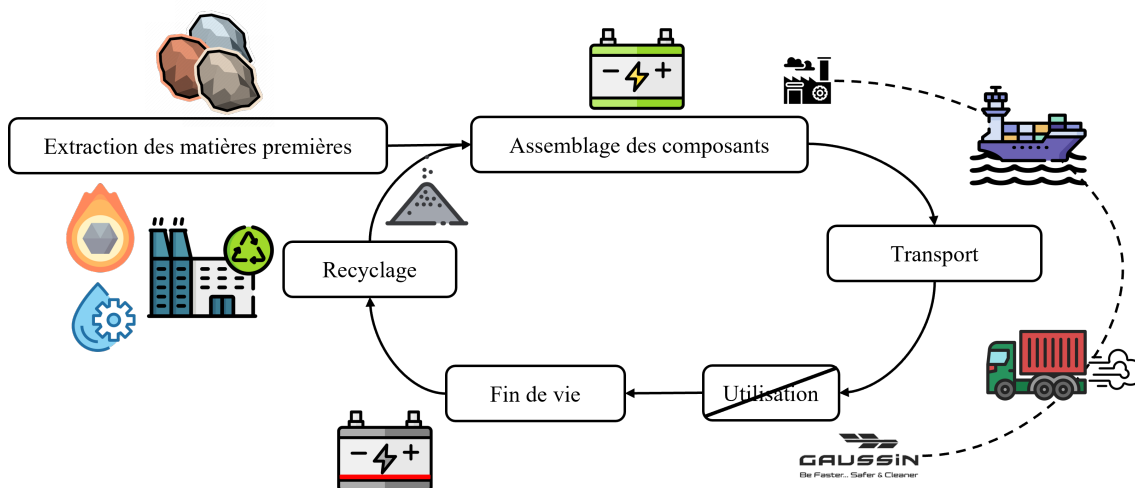


Figure 1.10 – Analyse de cycle de vie appliquée dans nos travaux de recherche

L'analyse de cycle de vie peut être réalisée selon deux approches principales :

- Cradle-to-Gate (du puit à la roue) : Cette approche se concentre sur les étapes d'extraction des matériaux et de production du produit, sans inclure la phase d'utilisation ni la fin de vie. Elle est souvent utilisée pour évaluer l'impact des processus de fabrication et de production de composants avant leur utilisation [ELL14].
- Cradle-to-Grave (du puit à la tombe) : Cette approche complète englobe toutes les étapes du cycle de vie d'un produit, incluant l'extraction des matériaux, la fabrication, l'utilisation, la fin de vie et le recyclage. Elle permet une évaluation globale de l'impact environnemental, incluant la phase d'utilisation et le traitement en fin de vie [CON15 ; TAG16].

Dans nos travaux de recherches, les étapes considérées dans l'analyse de cycle de vie des modules électrochimiques et du réservoir hydrogène sont les suivantes (voir Figure 1.10) :

1.2. Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique

- Extraction des matières premières : L'extraction des matériaux nécessaires à la fabrication des modules électrochimiques.
- Assemblage des composants : Les étapes d'assemblage des composants de la batterie, incluant la fabrication des cellules et des modules.
- Transport : Le transport des composants depuis le site de production jusqu'au site d'assemblage du véhicule, localisée à Héricourt, en France, dans le cadre des travaux de recherches avec l'entreprise GAUSSIN.
- Fin de vie : Cette étape couvre la fin de vie du produit, incluant le démantèlement et la destruction. Le recyclage n'est pas considéré dans cette étape.
- Recyclage : Le recyclage est une étape cruciale car il permet de réintroduire des matériaux dans la chaîne de valeur, réduisant ainsi la nécessité d'extraire de nouvelles matières premières et diminuant l'empreinte carbone globale [WAN22b].

La phase d'utilisation est omise de notre étude pour rendre les résultats applicables indépendamment des conditions d'utilisation spécifiques.

1.2.1.3 Enjeux sociétaux et gouvernementaux des matériaux critiques

Les matériaux critiques et les matériaux de la transition énergétique jouent un rôle fondamental dans le développement des technologies modernes, particulièrement dans le contexte de la transition énergétique. Les matériaux de la transition énergétique incluent le lithium, l'aluminium, le fer, le cobalt, le nickel, le cuivre, l'argent, le cadmium et le platine (voir Figure 1.11) [GRO23]. Ces matériaux sont essentiels pour diverses technologies en raison de leurs propriétés uniques et de leur efficacité [CLA18]. Cependant, plusieurs de ces matériaux sont également classés comme critiques en raison de leur vulnérabilité en termes d'approvisionnement, leur importance stratégique pour diverses technologies, leur disponibilité limitée ou leur concentration géographique.

Les principaux matériaux critiques comprennent le lithium, le platine, le cobalt et le graphite. Leur extraction et utilisation sont cruciales pour les batteries, les piles à combustible, les supercondensateurs et de manière générale l'ensemble des nouvelles technologies. En effet, l'extraction de ces matériaux entraîne souvent des enjeux socio-économiques significatifs pour les communautés locales, les populations les plus vulnérables étant les plus affectées. De plus, l'extraction des matériaux amène des conséquences négatives à long terme sur la dégradation des sols et des terres.

Les impacts sociétaux des technologies et des matériaux sont divisés en trois principaux facteurs [LÈB20] :

- La vulnérabilité sociale prend en compte des paramètres tels que le niveau de pauvreté, les inégalités présentes dans le pays, et l'accès à des services de base comme les soins de santé et l'éducation. Elle mesure également l'insécurité alimentaire dans les régions affectées par l'extraction de matériaux. Les populations les plus vulnérables subissent souvent les conséquences les plus sévères de l'exploitation minière.

1.2. Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique

Légende :

- Matériaux critiques
- Matériaux de la transition énergétique

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------------|---------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------------------|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|--------------------------|----------------------------|-----------------------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------|------------------------|
| 1 H Hydrogène 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | 2 He Hélium 4 | | | | | | | | | |
| 3 Li Lithium 7 | 4 Be Béryllium 9 | | | | | | | | | | | 5 B Bore 11 | 6 C Carbone 12 | 7 N Azote 14 | 8 O Oxygène 16 | 9 F Fluor 19 | 10 Ne Neon 20 | | | | | | | | | |
| 11 Na Sodium 23 | 12 Mg Magnésium 24 | | | | | | | | | | | 13 Al Aluminium 27 | 14 Si Silicium 28 | 15 P Phosphore 31 | 16 S Soufre 32 | 17 Cl Chlore 35,5 | 18 Ar Argon 40 | | | | | | | | | |
| 19 K Potassium 39 | 20 Ca Calcium 40 | 21 Sc Scandium 45 | 22 Ti Titane 48 | 23 V Vanadium 51 | 24 Cr Chrome 52 | 25 Mn Manganèse 55 | 26 Fe Fer 56 | 27 Co Cobalt 59 | 28 Ni Nickel 59 | 29 Cu Cuivre 64 | 30 Zn Zinc 65 | 31 Ga Gallium 70 | 32 Ge Germanium 73 | 33 As Arsenic 75 | 34 Se Sélénium 79 | 35 Br Brome 80 | 36 Kr Krypton 84 | | | | | | | | | |
| 37 Rb Rubidium 85,5 | 38 Sr Strontium 88 | 39 Y Yttrium 89 | 40 Zr Zirconium 91 | 41 Nb Niobium 93 | 42 Mo Molybdène 96 | 43 Tc Technetium 98 | 44 Ru Ruthénium 101 | 45 Rh Rhodium 103 | 46 Pd Palladium 106 | 47 Ag Argent 108 | 48 Cd Cadmium 112 | 49 In Indium 115 | 50 Sn Étain 119 | 51 Sb Antimoine 122 | 52 Te Tellure 128 | 53 I Iode 127 | 54 Xe Xénon 131 | | | | | | | | | |
| 55 Cs Césium 133 | 56 Ba Baryum 137 | | | | | | | | | | | 72 Hf Hafnium 178,5 | 73 Ta Tantale 181 | 74 W Tungstène 184 | 75 Re Rhenium 186 | 76 Os Osmium 190 | 77 Ir Iridium 192 | 78 Pt Platine 195 | 79 Au Or 197 | 80 Hg Mercure 201 | 81 Tl Thallium 204 | 82 Pb Plomb 207 | 83 Bi Bismuth 209 | 84 Po Polonium | 85 At Astaté | 86 Rn Radon |
| 87 Fr Francium | 88 Ra Radium | | | | | | | | | | | 104 Rf Rutherfordium | 105 Db Dubnium | 106 Sg Seaborgium | 107 Bh Bohrium | 108 Hs Hassium | 109 Mt Meitnerium | 110 Ds Darmstadtium | 111 Rg Roentgenium | 112 Cn Copernicium | 113 Nh Nihonium | 114 Fl Flerovium | 115 Mc Moscovium | 116 Lv Livermorium | 117 Ts Tennessine | 118 Og Oganesson |
| 57 La Lanthane | 58 Ce Cérium 140 | 59 Pr Praseodyme 141 | 60 Nd Néodyme 144 | 61 Pm Prométhium | 62 Sm Samarium 150 | 63 Eu Europium 152 | 64 Gd Gadolinium 157 | 65 Tb Terbium 159 | 66 Dy Dysprosium 162,5 | 67 Ho Holmium 165 | 68 Er Erbium 167 | 69 Tm Thulium 169 | 70 Yb Ytterbium 173 | 71 Lu Lutétium 175 | | | | | | | | | | | | |
| 89 Ac Actinium | 90 Th Thorium 232 | 91 Pa Protactinium 231 | 92 U Uranium 238 | 93 Np Néptunium | 94 Pu Plutonium | 95 Am Americium | 96 Cm Curium | 97 Bk Berkélium | 98 Cf Californium | 99 Es Einsteinium | 100 Fm Fermium | 101 Md Mendélévium | 102 No Nobelium | 103 Lr Lawrencium | | | | | | | | | | | | |

Figure 1.11 – Tableau périodique des éléments en considérant les matériaux critiques et les matériaux de la transition énergétique

- L'utilisation des terres concerne principalement la pollution des sols et leur détérioration due aux activités minières. Cette catégorie évalue l'impact des mines sur la qualité des sols, la perte de terres arables et les changements d'usage des terres qui peuvent résulter de l'extraction intensive de matériaux.
- Les impacts sur les populations locales sont liés aux risques sanitaires pour les travailleurs et les communautés vivant à proximité des sites miniers. Ces impacts incluent les problèmes de santé causés par la pollution de l'air et de l'eau, ainsi que les conditions de travail dangereuses souvent rencontrées dans les mines.

La gouvernance des matériaux est un processus qui évalue principalement les enjeux politiques et économiques liés à la production de ces matériaux. Elle prend en compte les préoccupations gouvernementales en utilisant des indicateurs économiques et de gouvernance globale. Une bonne gouvernance des matériaux vise à assurer un approvisionnement stable et durable en matériaux critiques tout en minimisant les impacts négatifs sur les populations locales et l'environnement.

1.2.2 Critères environnementaux

L'évaluation des impacts environnementaux dans la mobilité électrique est essentielle pour assurer une transition énergétique durable. Dans cet état de l'art, mené pour connaître la valeur du potentiel de réchauffement global pour les 3 mo-

1.2. Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique

dules électrochimiques de la chaîne de traction étudiée, deux observations majeures ont été faites :

- Les analyses de cycle de vie menées sur le potentiel de réchauffement global des batteries sont trop diverses et ces dernières doivent être harmonisées. Une généralisation des valeurs est nécessaire pour permettre, dans un premier niveau d'éco-conception, le prédimensionnement de la chaîne de traction ;
- À ce jour, très peu d'études ont été réalisées sur le potentiel de réchauffement global des systèmes PEMFC et des supercondensateurs comparativement aux batteries, reflétant leur introduction plus récente dans les véhicules et les chaînes de traction.

1.2.2.1 Potentiel de réchauffement global des batteries

L'impact environnemental des batteries, particulièrement leur potentiel de réchauffement global, a été largement étudié dans la littérature scientifique. Le potentiel de réchauffement global des batteries varie en fonction de plusieurs paramètres :

- La chimie étudiée ;
- L'unité fonctionnelle utilisée ;
- Le lieu de production ;
- La prise en compte, ou non, du recyclage dans leur fin de vie.

Généralement, le potentiel de réchauffement global des batteries lithium-ion est exprimé en $\text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ de capacité de la batterie. Cette valeur de potentiel de réchauffement peut varier selon que l'analyse de cycle de vie soit réalisée du puit à la roue ou du puit à la tombe, avec ou sans prise en compte du recyclage. Concernant l'impact du lieu de production des batteries sur le potentiel de réchauffement global, la référence montre que la production de batteries en Chine a un potentiel de réchauffement global plus élevé que celle réalisée en Europe, principalement en raison des facteurs d'émission de l'électricité [HAO17 ; EMI19]. Globalement, l'utilisation de matériaux recyclés réduit significativement le potentiel de réchauffement global des batteries [PET17].

Une revue de la littérature a été réalisée sur environ 60 références publiées au cours des 15 dernières années, incluant des articles scientifiques ainsi que des rapports de recherche réalisés par des organismes publics [AMA13 ; EMI19 ; GRI14 ; PEL21 ; SIR18]. Ces références proviennent de différents pays pour couvrir un large éventail de perspectives telles que l'emplacement de la fabrication des batteries ainsi que la méthode de recyclage utilisée.

Les informations recueillies concernent le potentiel de réchauffement global de l'extraction des matériaux, de la production des batteries, de la fin de vie et du recyclage. En général, les références couvertes dans cette revue de la littérature sont celles qui traitent de l'analyse du cycle de vie dans le domaine du stockage de l'énergie et du transport, avec des résultats exprimés en $\text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$, et dont l'année de publication est postérieure à 2010. À partir de 2016, une augmentation des publications sur l'impact environnemental des batteries est observée : près de 80 % des articles étudiés ont été publiés en 2016 ou après (Figure 1.12).

1.2. Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique

Cet intérêt au sujet de l'analyse de cycle de vie n'est pas visible pour toutes les chimies. Les batteries PbA, LMO et LTO restent minoritaires dans ces études, tandis qu'un intérêt significatif a été observé depuis 2020 pour les batteries NMC et LFP. Cette tendance perçue dans les publications s'explique en grande partie par la part de marché détenue par ces batteries. En 2020, le marché des batteries en Chine était dominé par les batteries NMC à plus de 80 %, tandis qu'en 2011, 75 % du marché chinois des batteries était dominé par les batteries LFP. L'intérêt pour le potentiel de réchauffement global des batteries LFP a augmenté depuis 2020, possiblement en raison des annonces de Tesla concernant l'utilisation des batteries LFP dans leurs véhicules [DUN21]. Parmi toutes les références étudiées, moins d'un quart proviennent de Chine et un peu moins de 20 % d'Allemagne. Plus largement, près de 52 % des références proviennent d'Europe, 30 % du continent asiatique et 11 % d'Amérique. Ces contrastes s'expliquent en grande partie par les différences entre les politiques environnementales menées sur ces continents.

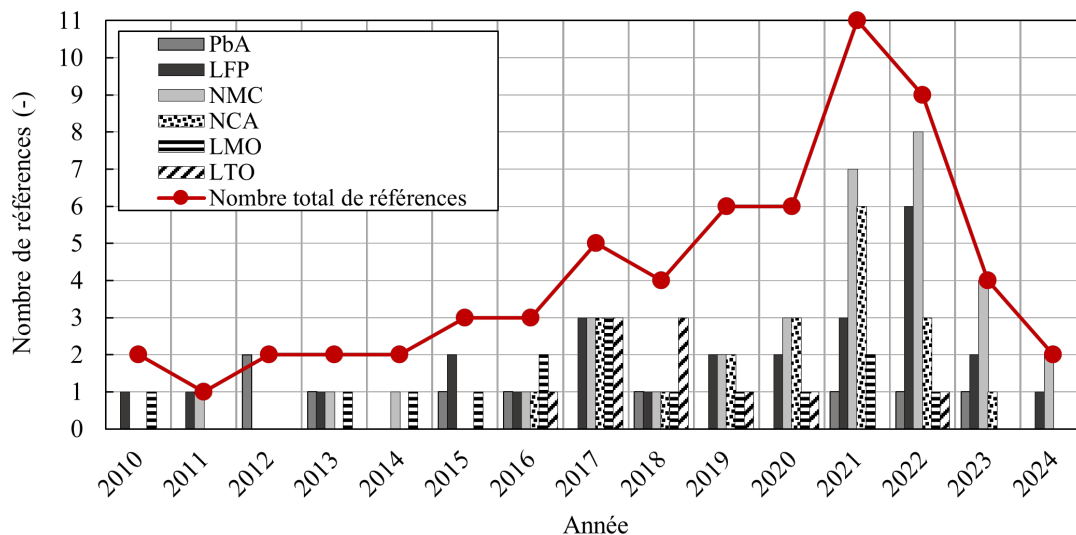


Figure 1.12 – Évolution du nombre total de références, suivant les critères de sélection spécifiés, par rapport aux années et en fonction des chimies étudiées

En règle générale, en Europe, ces politiques sont plus strictes que dans d'autres parties du monde. De nombreux pays européens ont mis en place une série de directives imposant des normes environnementales élevées, comme le Système d'échange de quotas d'émission de l'Union Européenne qui vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre sur le continent [ALB21]. En Asie, bien que la situation varie considérablement d'un pays à l'autre, certains pays comme la Chine ont lancé la "Stratégie de Révolution Énergétique" [LIU18a] pour réduire la pollution de l'air et de l'eau. Enfin, en Amérique, et plus spécifiquement aux États-Unis, la politique environnementale est influencée par le parti politique au pouvoir. Par exemple, sous l'administration Obama, des mesures ont été prises pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et promouvoir les véhicules électriques [AI19], mais sous l'administration Trump, ces mesures ont été largement abandonnées [HEJ18].

1.2. Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique

1.2.2.2 Potentiel de réchauffement global du système PEMFC et des réservoirs hydrogène

Contrairement aux batteries, très peu d'articles abordent le potentiel de réchauffement global des systèmes PEMFC et de leur réservoir. Au total, 8 références ont été trouvées pour le système PEMFC et 6 références pour le réservoir. Pour cette étude bibliographique (voir Tableau 1.2), les critères de sélection sont :

- Une publication datant de moins de dix ans ;
- Une unité fonctionnelle exprimée en kW pour le système PEMFC et en kWh pour le réservoir ;
- Le réservoir mentionné dans les références doit être de type IV.

Tableau 1.2. Étude bibliographique pour le potentiel de réchauffement global du système PEMFC et de son réservoir

| Référence étudiée | Date de publication | Composants étudiés | Valeurs |
|-------------------|---------------------|--------------------|---|
| [SAL20] | Février 2024 | Stack | 121 kgCO ₂ pour l'extraction des matériaux d'un stack de 17 W 3,40 kgCO ₂ pour l'assemblage des composants 1,00 kgCO ₂ pour la fin de vie -91,10 kgCO ₂ pour le recyclage |
| [MOR23] | Décembre 2023 | | 24,20 kgCO ₂ .kW ⁻¹ pour la conception du stack |
| [GOT23] | Janvier 2023 | | 5,7.10 ⁻¹ kgCO _{2eq} .km ⁻¹ pour la fabrication |
| [FER20] | Mai 2022 | Système PEMFC | 0,60 kgCO _{2eq} .kWh ⁻¹ pour 100 ans |
| [LOT21] | Mars 2021 | | 39,0 kgCO _{2eq} .kW ⁻¹ pour la fabrication du stack La fin de vie représente 10 % du potentiel de réchauffement global de fabrication Le recyclage avec réintroduction de matériaux secondaires dans le processus de fabrication du système réduit le potentiel de réchauffement global associé à la fabrication du système de 34,5 % |
| [USA21] | Janvier 2021 | | 27 kgCO _{2eq} .kW ⁻¹ pour la fabrication du stack 10,80 kgCO _{2eq} .kW ⁻¹ pour la fabrication des auxiliaires |

Suite à la page suivante

1.2. Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique

| | | | |
|--------------------------|-------------------|-------|---|
| [EVA17] | Janvier 2020 | | 43,30 kgCO _{2eq} .kW ⁻¹ pour la fabrication du stack 6,60 kgCO _{2eq} .kW ⁻¹ pour la fabrication des auxiliaires |
| [STR19] | Septembre 2019 | | 87,90 kgCO _{2eq} .kW ⁻¹ pour la fabrication du stack 17,30 kgCO _{2eq} .kW ⁻¹ pour la fabrication des auxiliaires |
| [PEH01] | Janvier 2001 | Stack | Potentiel de réchauffement global comprise entre 20 kgCO _{2eq} .kW ⁻¹ et 78 kgCO _{2eq} .kW ⁻¹ pour la fabrication du stack |
| <i>Réservoir type IV</i> | | | |
| [GOT23] | Janvier 2023 | | 9,90.10 ⁻³ kgCO _{2eq} .km ⁻¹ pour la fabrica- tion |
| [USA21] | Janvier 2021 | | 12,10 kgCO _{2eq} .kWh ⁻¹ pour la fabrication |
| [BEN21] | Janvier 2021 | | 30,40 kgCO _{2eq} .kWh ⁻¹ pour la fabrication |
| [LUC20] | Septembre 2020 | | 12 kgCO _{2eq} .kWh ⁻¹ pour la fabrication |
| [STE19] | Juillet 2019 | | 280 kgCO _{2eq} .kg _{H2} ⁻¹ pour la fabrication |
| [CHE19] | Janvier 2019 | | 10,80 kgCO _{2eq} .kWh ⁻¹ pour l'extraction des matériaux 0,20 kgCO _{2eq} .kWh ⁻¹ pour l'assemblage des composants |
| [AGO18] | Avril 2018 | | 6,20 kgCO _{2eq} .kWh ⁻¹ pour la fabrication |

Ces données sont analysées et exploitées dans le Chapitre 2 et illustrées dans la Figure 2.14 de ce même chapitre.

Le recyclage, en particulier du platine, de l'aluminium, du carbone, de la membrane polymère, du plastique, du fer et de l'acier, contribue à une réduction de 12,2 % du potentiel de réchauffement global lors de la fabrication du système PEMFC [STR19]. La référence [LOT21] indique une diminution maximale de 34,5 % des émissions liées à la fabrication du système lorsque des matériaux secondaires sont réutilisés dans le processus de fabrication et que le platine est recyclé. Si le platine n'est pas recyclé, ce pourcentage tombe à 1,1 %. La référence [USA21] se concentre spécifiquement sur l'extraction des matériaux et le potentiel de réchauffement global lié à la production du système. La fabrication des électrodes représente la plus grande part des émissions, constituant 57,0 % des émissions liées à la conception des piles à hydrogène. Les membranes ont l'impact le plus faible avec 3,60 %. La référence [LOT21] rapporte que la fin de vie d'un système de pile à hydrogène émet 3,90 kgCO_{2eq}.kW⁻¹, soit 10 % de plus que les émissions liées à la fabrication du système, englobant le démontage manuel et les processus de fin de vie.

1.2. Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique

La plus ancienne des références trouvées à ce sujet date de 2001 [PEH01]. Cette étude pionnière par Ballard se concentre sur le potentiel de réchauffement global d'une pile PEM dans une usine pilote. Cependant, ses résultats présentent uniquement les émissions de CO₂, sans valeurs équivalentes et en utilisant des données du mix énergétique de plus de 20 ans. Les références [FER22 ; SAL20 ; GOT23], même si elles traitent du sujet, ne correspondent pas aux objectifs de notre étude : les unités fonctionnelles utilisées ne sont pas celles recherchées. Les références [MOR23 ; LOT21 ; EVA17 ; USA21 ; STR19] offrent des données complètes et pertinentes pour notre analyse. Elles présentent les émissions en équivalents CO₂.kW⁻¹, permettant ainsi une description détaillée des étapes du cycle de vie et des éléments du système.

Le potentiel de réchauffement global d'un réservoir de type IV, selon la référence [STE19], est de 280 kgCO_{2eq}.kgH₂⁻¹, ce qui équivaut à 8,49 kgCO_{2eq}.kWh⁻¹ en tenant compte de la densité énergétique de l'hydrogène de 33,0 kWh.kg⁻¹. Dans le cas d'un véhicule électrique-hydrogène, le réservoir s'avère être le composant avec le plus fort potentiel de réchauffement global, principalement en raison de sa composition à 66,0 % de fibre de carbone, rendant son recyclage difficilement réalisable. Cependant, la possibilité d'une seconde vie, notamment dans les applications aérospatiales [BUT21], pourrait atténuer les émissions dans la conception d'autres composants. De plus, des efforts continus menés par Plastic Omnium et un partenaire pour explorer le recyclage des composites en fibre de carbone pourraient offrir des alternatives durables pour l'allègement des véhicules, impactant potentiellement les analyses de cycle de vie des composants intensifs en carbone, à l'exclusion de la production de nouveaux réservoirs d'hydrogène [LUC20].

Les analyses de cycle de vie des réservoirs de stockage d'hydrogène sont plus récentes que celles des systèmes PEMFC. La difficulté à estimer le cycle de vie des réservoirs réside dans la diversité des processus impliqués dans la fabrication de la fibre de carbone. En général, la production de fibre de carbone contribue entre 75 % et 90 % des émissions lors de la fabrication des réservoirs [USA21 ; BEN21 ; CHE19]. Les références [USA21 ; LUC20 ; CHE19 ; STE19] convergent autour de 12 kgCO_{2eq}.kWh⁻¹. La référence [CHE19] est basée sur le mix électrique chinois et un réservoir fabriqué en Chine, tandis que la référence [BEN21] se base sur le mix électrique allemand. Les références [GOT23 ; BEN21 ; AGO18] sont finalement exclues de notre étude : la référence [GOT23] n'utilise pas l'unité fonctionnelle choisie pour notre étude et la référence [BEN21] présente un potentiel de réchauffement global pour le réservoir 3 fois plus élevé que ceux présentés dans les autres références. Cette différence est probablement due au choix du lieu de production de la fibre de carbone (fibre de carbone produite en Allemagne), où le mix énergétique repose majoritairement sur le charbon. Malgré une étude approfondie de l'ensemble de ces références, aucune donnée sur les émissions causées par la fin de vie des réservoirs de type IV n'a été trouvée.

1.2.2.3 Potentiel de réchauffement global des supercondensateurs

Pour déterminer le potentiel de réchauffement global des supercondensateurs, une étude bibliographique a également été réalisée. En plus des spécificités recherchées pour les autres modules électrochimiques, les valeurs du potentiel de

1.2. Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique

réchauffement global doivent inclure les chimies de type EDLC. Une seule référence aborde ce sujet, en se concentrant sur l'analyse du cycle de vie des supercondensateurs EDLC dans une application véhicule [MAT19]. Deux types de supercondensateurs EDLC sont examinés : ceux à base de graphène et ceux à base de carbone. En général, les supercondensateurs à base de graphène présentent un potentiel de réchauffement global plus élevé que ceux à base de carbone. Cela s'explique par le fait que le potentiel de réchauffement global associé à la production du graphène est 16 fois plus élevé que celui du carbone.

1.2.3 Impacts sociétaux des modules énergétiques

Les matériaux utilisés pour la fabrication des batteries, des PEMFC et des supercondensateurs, tels que le cobalt, le lithium, et le platine, posent des défis sociaux et éthiques importants. L'extraction de ces matériaux se fait souvent dans des conditions de travail dangereuses et avec des pratiques minières non durables, affectant négativement les travailleurs et les communautés locales. Comprendre et prendre en compte les impacts sociétaux lors du choix d'une nouvelle technologie est crucial. En effet, l'extraction des matériaux entraîne souvent des problèmes socio-économiques significatifs pour les communautés, les populations les plus vulnérables étant les plus touchées. De plus, l'extraction des matériaux engendre des conséquences négatives à long terme sur la dégradation des sols et des terres.

1.2.3.1 Définition des impacts sociétaux

Dans ces travaux de recherche, les impacts sociétaux représentent les impacts de l'extraction minière et de la production des matériaux nécessaires à la construction des batteries lithium-ion NMC, NCA, LFP, LMO et LTO ainsi que ceux nécessaires au système PEMFC, au réservoir de type IV et aux supercondensateurs de type EDLC.

Comme nous l'avons dans le paragraphe 1.2.1.3, les impacts sociétaux sont subdivisés en trois facteurs principaux : la vulnérabilité sociale, l'utilisation des terres et les impacts sur les populations locales.

Les impacts sociétaux des matériaux tels que le lithium, le cuivre, le nickel, le graphite, le fer, l'aluminium, le manganèse, le cobalt et le platine sont renseignés dans les références [LÈB20; TRA22]. Pour les autres matériaux tels que le fluor, l'acide sulfurique, le plastique, l'acier, le plomb, le phosphore et le titane, les impacts sociétaux nécessitent d'être déterminés.

Pour déterminer ces impacts, deux informations sont combinées entre elles :

- La localisation de chaque site de production et d'extraction des matériaux extraite du site "Observatory of Economic Complexity" (OEC) ;
- La distribution géographique des risques sociétaux fournies dans les informations supplémentaires de la référence [LÈB20].

Les impacts sociétaux sont représentés sous forme de cartes qui divisent plusieurs zones distinctes : les zones noires indiquent des régions où les activités minières

1.2. Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique

ont un impact limité sur les populations locales, les zones bleues indiquent un impact modéré, tandis que les zones rouges indiquent l'impact le plus significatif. Par exemple, la mine de platine située dans la région de Mokopane en Afrique du Sud se trouve dans une zone rouge, signifiant un impact significatif sur les populations locales. Les cartes sont représentées dans la Figure 1.13.

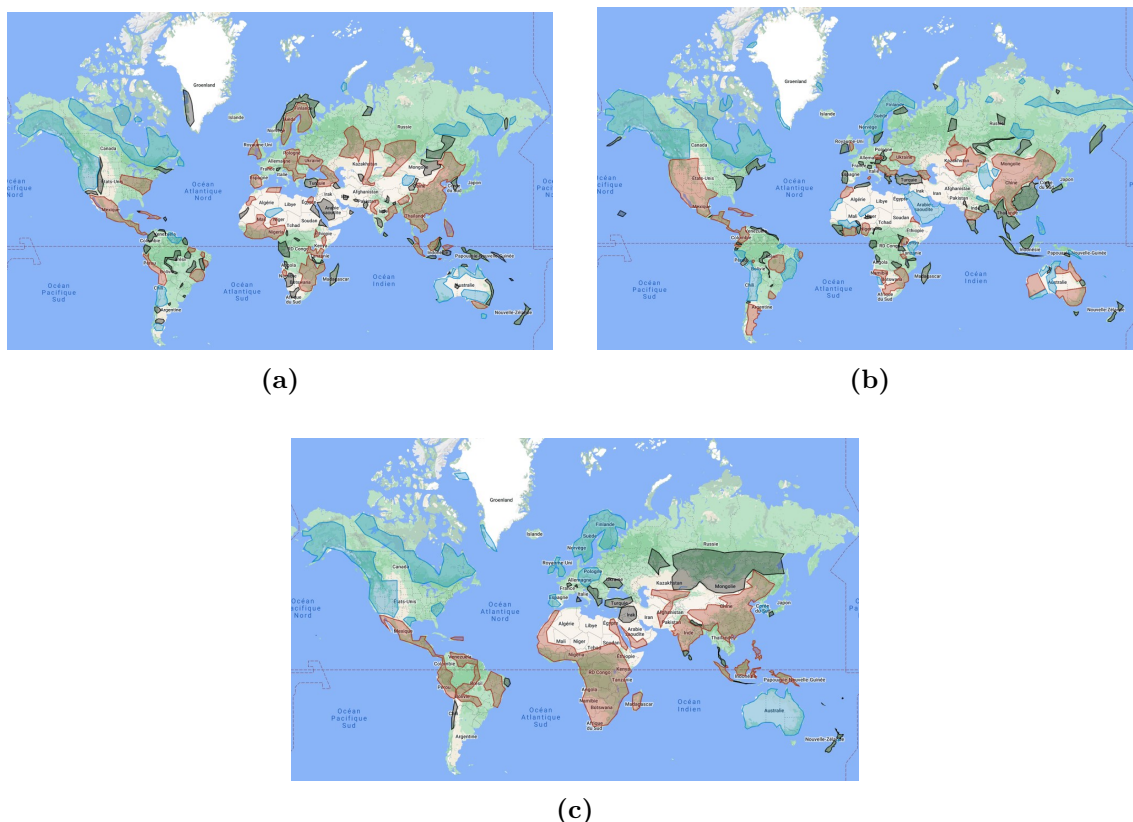


Figure 1.13 – Distribution géographique des impacts sociétaux : (a) Impact sur les populations locales (b) Utilisation des terres (c) Vulnérabilité sociale [LÈB20]

Néanmoins, la détermination des impacts sociétaux pour les matériaux tels que le fluor, l'acide sulfurique, le plastique, l'acier, le plomb, le phosphore et le titane ne s'arrête pas là. En effet, pour avoir une vision englobant les aspects géo-politiques, il est nécessaire de s'intéresser aux enjeux économiques et de gouvernance sur ces matériaux. Ces aspects sont couverts par la référence [LÈB20] pour les matériaux tels que le lithium, le cuivre, le nickel, le graphite, le fer, l'aluminium, le manganèse, le cobalt et le platine.

1.2.3.2 Aperçu des travaux déjà menés

De nos jours, les impacts sociétaux des modules électrochimiques sont largement sous-étudiés. Néanmoins, l'évaluation des impacts sociétaux des batteries utilisées dans la mobilité électrique est un domaine en pleine expansion.

La référence [POP23] est l'une des rares études traitant à la fois du potentiel de réchauffement global et des impacts sociétaux des batteries. Elle compare les

1.2. Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique

batteries lithium-ion NCA, LFP, et NMC avec les batteries lithium-soufre et solide. Les impacts sociétaux, mesurés en termes d'heures à risque moyens, quantifient l'exposition des travailleurs à des conditions dangereuses ou non éthiques. Les risques évalués incluent le travail des enfants, la corruption et le travail forcé. Les résultats montrent que les batteries LFP présentent des risques plus faibles que les batteries NCA et NMC, tandis que les batteries lithium-soufre et solide sont meilleures dans tous les aspects. Bien que cette étude soit la plus complète à ce jour, elle ne traite pas des risques de gouvernance et des enjeux économiques des batteries. La Figure 1.14 présente les résultats de cette référence sous forme de tableau, mettant en évidence les impacts économiques liés aux coûts des batteries. Dans ce tableau, le terme LSB fait référence aux batteries lithium-soufre, tandis que le terme ASSBs désigne les batteries à électrolyte solide.

| Impact category | Unit | LIB-NCA | LIB-LFP | LIB-NMC622 | LIB-NMC811 | LSB | ASSB-NCA | ASSB-LFP | ASSB-NMC622 | ASSB-NMC811 | ASSB-LSB |
|----------------------|-----------------------|---------|---------|------------|------------|--------|----------|----------|-------------|-------------|----------|
| Total battery cost | US-Dollar | 158.95 | 154.00 | 161.96 | 155.74 | 140.60 | 148.68 | 146.08 | 154.79 | 144.30 | 123.48 |
| Risk of child labor | Eq. medium risk hours | 259.33 | 233.84 | 261.36 | 242.91 | 205.20 | 175.13 | 135.16 | 179.62 | 162.29 | 135.33 |
| Risk of corruption | Eq. medium risk hours | 352.00 | 280.94 | 347.97 | 329.32 | 250.51 | 261.35 | 176.39 | 260.42 | 244.22 | 170.73 |
| Risk of forced labor | Eq. medium risk hours | 335.32 | 326.05 | 350.23 | 311.97 | 286.43 | 219.40 | 191.12 | 237.89 | 199.30 | 189.85 |


Worst indicator score of impact category  Best indicator score of impact category

Figure 1.14 – Résultats de l'évaluation des catégories d'impact socio-économique par kWh de batterie [POP23]

Au sujet des impacts économiques, la référence [SHI23] propose de s'y intéresser davantage. Cet article examine toute la chaîne de valeur de la production des batteries LFP, en évaluant l'influence de l'origine des différents matériaux pour identifier celle présentant le risque sociétal le plus faible. Malgré cette étude précise, elle ne permet pas à elle seule de comprendre pleinement l'ampleur du risque sociétal lié à la production de cette batterie.

Les références [THI19 ; POP24] se concentrent uniquement sur les batteries NMC. La référence [THI19] compare la production des batteries NMC en Allemagne et en Chine. Les résultats montrent qu'une production localisée principalement en Allemagne pour la fabrication des cellules et l'assemblage des packs de batteries présente un risque sociétal bien moindre comparé à une production majoritairement basée en Chine. Indépendamment des diversités géographiques, les principaux risques liés à la production des batteries proviennent de l'extraction des matériaux, en particulier du graphite, du cobalt et du nickel. Enfin, la référence [POP24] s'adresse principalement aux fabricants de batteries. En partant d'un scénario de référence qui concerne la production d'une batterie NMC en Asie sans utilisation de matériaux recyclés, cet article démontre qu'en modifiant la chaîne de production pour inclure, par exemple, 30 % de matériaux recyclés, le risque de travail forcé peut être réduit de 90 %.

Les impacts sociétaux du système hydrogène sont actuellement très peu étudiés. Une seule référence abordant à la fois le potentiel de réchauffement global et les impacts sociétaux de la pile à hydrogène a été trouvée [MOR23]. Dans cet article, les risques liés au travail des enfants, la contribution au développement économique,

1.2. Facteurs sociétaux et environnementaux dans la mobilité électrique

la rémunération, le travail forcé, les disparités entre hommes et femmes ainsi que le système de santé sont évalués. Le platine est identifié comme étant principalement responsable de la majorité de ces risques. La référence [CHE19] est la seule source fournissant des informations sur les impacts de l'extraction des matériaux pour le réservoir de type IV. Pour les supercondensateurs, il n'a pas été trouvé d'article abordant clairement le sujet de leurs impacts sociétaux.

Ce rapide aperçu des travaux déjà existants sur les impacts sociétaux des modules électrochimiques soulignent la disparité des considérations prises en compte dans ces démarches sociétales. Néanmoins, ces méthodes sont nécessaires pour apporter un soutien à la décision afin d'évaluer les compromis entre différentes technologies. Actuellement, ces évaluations sont difficiles à intégrer dans la conception d'un véhicule électrique en raison de leur manque de développement, de l'absence de référentiels clairs et de la diffusion limitée des données [TAR24].

1.2.3.3 Gouvernance et enjeux économiques sur les matériaux

Pour évaluer la gouvernance et les enjeux économiques sur les matériaux, deux indices sont utilisés :

- L'indice Herfindahl-Hirschman (IHH), évaluant les aspects économiques [TRA17] ;
- Les indicateurs de Gouvernance Mondiaux (WGI), pour la gouvernance [KAU10].

L'Indice Herfindahl-Hirschman détermine les risques économiques associés à la production de matériaux. Principalement utilisé dans les domaines économiques, il mesure les niveaux de concentration dans les marchés. L'Indice Herfindahl-Hirschman est calculé pour tenir compte des tensions du marché tant sur le plan territorial qu'à l'échelle mondiale. Pour le déterminer, la distribution de la production des matériaux au niveau mondial, et au niveau des 6 principales régions qui sont l'Afrique, l'Asie, l'Europe, l'Amérique du Nord, l'Amérique du Sud et l'Océanie est étudiée d'après les données issues de "Observatory of Economic Complexity".

$$IHH = \sum_{i=1}^n s_i^2 \quad (1.1)$$

où s représente la part de production du site au niveau de la région, n est le nombre de sites de production par région. En fonction de la valeur trouvée, des conclusions peuvent être tirées :

- $IHH < 1000$: Le marché est peu concentré et présente peu de risques ;
- $1000 < IHH < 2000$: Le marché peut présenter des risques en présence de certains facteurs ;
- $IHH > 2000$: Le marché est très concentré. Il est peu probable que cette forte concentration soit problématique.

En prenant comme exemple la répartition de la production régionale de titane en Amérique du Sud, l'Indice de Herfindahl-Hirschman au niveau régional peut être

1.3. Optimisation et gestion énergétique des chaînes de traction hydrogène-électrique

calculé. Dans cette région, le Brésil assure plus de 99,3% de la production totale de titane, le reste étant réparti entre le Pérou, la Bolivie, l'Équateur et la Colombie [IEA18]. Sur la base de ces niveaux de concentration, l'IHH calculé est de 9877.

Cet IHH, bien supérieur au seuil critique de 2000, révèle une forte concentration du marché du titane en Amérique du Sud. En effet, la prédominance du Brésil, avec plus de 99% de la production régionale, peut engendrer un risque de monopole, favorisant ainsi des comportements anticoncurrentiels. Toutefois, cette situation peut également conduire à une certaine stabilité des prix, l'offre étant fortement contrôlée.

L'Indice Herfindahl-Hirschman n'introduit pas les enjeux liés aux risques sur la production, l'Indicateur de Gouvernance Mondiale est donc utilisé dans ces travaux de recherche pour combler cette lacune.

L'Indicateur de Gouvernance Mondiale agrège un ensemble de données mesurant la qualité de la gouvernance dans plus de 200 pays et territoires [GRO]. Cet indicateur résume les opinions sur la qualité de la gouvernance exprimées par un grand nombre d'entreprises, de citoyens et d'experts. En tout, six points sont abordés. Le premier, appelé voix et responsabilité, traite des moyens donnés aux citoyens pour participer aux élections. Le deuxième mesure la stabilité politique, qui est la probabilité d'instabilité politique ou de violence liée aux élections. Le troisième point traite de l'efficacité du gouvernement, qui est la qualité des services publics. Le quatrième point évalue la qualité de la réglementation ou la capacité du gouvernement à promulguer des lois. Le cinquième point mesure la confiance au sein de la société et l'application des droits, ce qui est appelé l'État de droit. Le dernier point traite du contrôle de la corruption.

1.3. Optimisation et gestion énergétique des chaînes de traction hydrogène-électrique

La chaîne de traction hydrogène-électrique représente une solution prometteuse pour la mobilité durable dans les applications portuaires. Cette section présente les concepts essentiels pour la conception et l'optimisation des chaînes de traction hydrogène-électrique et de leurs composants énergétiques. Elle détaille les techniques de modélisation, les stratégies de gestion de l'énergie, et les principes d'optimisation. Enfin, les objectifs des travaux de recherche sont définis avant d'aborder le chapitre suivant.

1.3.1 Définition des concepts clés

Les parties suivantes visent à présenter les outils techniques qui seront utilisés dans les chapitres à venir pour la conception du système, l'élaboration de sa stratégie de gestion d'énergie et l'optimisation du système.

1.3.1.1 Pour la conception

L'architecture de la chaîne de traction joue un rôle crucial dans la performance et l'efficacité des véhicules électriques. Cette partie examine les différentes configu-

1.3. Optimisation et gestion énergétique des chaînes de traction hydrogène-électrique

rations possibles et les implications de chaque choix sur la gestion de l'énergie et l'optimisation du système.

Architecture de la chaîne de traction

La chaîne de traction peut adopter diverses configurations architecturales, qui varient en fonction du positionnement et du nombre de convertisseurs présents sur la chaîne. Plus le nombre de convertisseurs est élevé, plus la gestion de l'énergie devient complexe. Ce nombre plus important de degrés de liberté peut amener à améliorer le rendement global du système. Les sources de stockage et les dispositifs de conversion énergétique sont reliés par un Bus DC fixe : cet élément permet la régulation de la tension pour l'alimentation des composants du véhicule électrique.

Pour une hybridation entre trois composants (batteries, système de pile à hydrogène, supercondensateurs), quatre grandes familles d'architectures sont possibles : l'architecture full-active avec trois convertisseurs, l'architecture semi-active avec deux convertisseurs, l'architecture tiers-active avec un convertisseur et enfin l'architecture passive sans convertisseur. À première vue, il semble donc possible d'obtenir huit configurations. Parmi celles-ci, cinq configurations sont déjà écartées du choix initial : architecture passive, architecture semi-active Pile à hydrogène (convertisseurs présents sur les supercondensateurs et les batteries, mais pas sur le système de pile à hydrogène), architecture tiers-active batterie (utilisation d'un convertisseur uniquement sur les batteries), architecture tiers-active supercondensateurs (utilisation d'un convertisseur uniquement sur les supercondensateurs) et architecture tiers-active pile à hydrogène (utilisation d'un convertisseur uniquement sur le système à hydrogène). Ces configurations sont complexes à mettre en oeuvre et nécessitent d'être extrêmement réactive pour protéger le système à hydrogène des courants négatifs (excepté pour l'architecture tiers-active pile à hydrogène). De plus, en cas de tension élevée du bus DC, les modules électrochimiques de la chaîne de traction devront comporter un grand nombre d'éléments en série, ce qui peut entraîner un poids excessif de la chaîne de traction dû à un surdimensionnement. Il est donc nécessaire de disposer d'au moins deux convertisseurs pour obtenir des rapports d'élévation de tension adéquats.

La Figure 1.15 présente les trois architectures retenues. L'architecture full-active intègre trois convertisseurs, l'architecture semi-active supercondensateurs et l'architecture semi-active batteries. L'architecture semi-active batteries est présentée dans de nombreuses références et cas applicatif [HEG21 ; WAN22a ; ZAN11]. Cette architecture a été choisie parmi les autres configurations retenues. Cette configuration permet une gestion efficace des flux d'énergie entre les différents composants tout en maximisant la durée de vie des éléments critiques tels que la pile à hydrogène. De plus, du point de vue de la conception et de l'intégration du système sur le véhicule, il est plus avantageux et moins coûteux d'opter pour une architecture comportant deux convertisseurs DC/DC. La gestion de l'énergie sera non seulement simplifiée, grâce à un nombre réduit de degrés de liberté, mais également plus rapide à développer en raison de sa moindre complexité. La gestion de l'énergie sera donc facilitée et la gestion du bus DC plus facile à contrôler.

1.3. Optimisation et gestion énergétique des chaînes de traction hydrogène-électrique

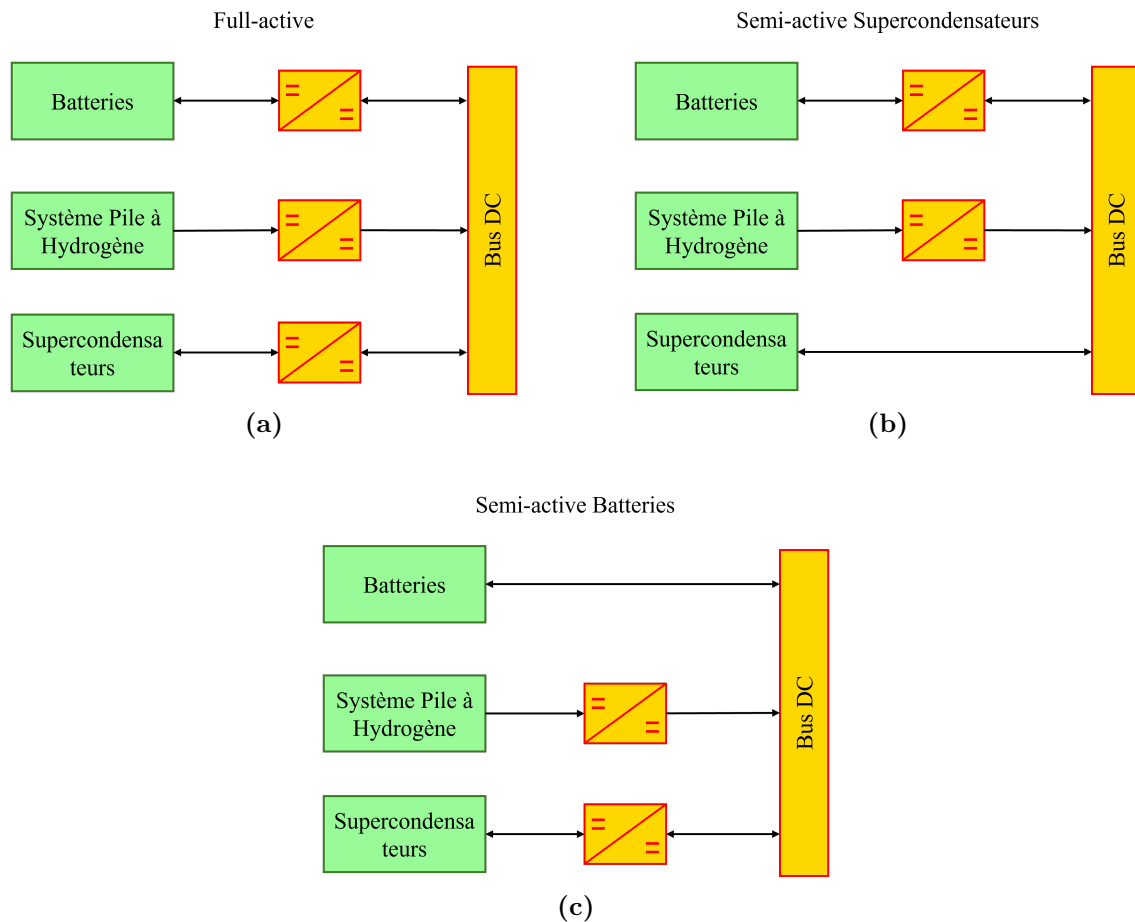


Figure 1.15 – Topologies retenues pour l’architecture du Bus DC : (a) Full-active, (b) Semi-active Supercondensateurs, (c) Semi-active Batteries

Technique de modélisation

Tous les composants, qu’ils soient individuels ou faisant partie de la chaîne de traction globale, seront modélisés en utilisant la technique de Représentation Énergétique Macroscopique (REM). Cette méthode illustre les relations de causalité au sein d’un système en utilisant différents blocs pour décrire les phénomènes modélisés. Lorsqu’il s’agit de modéliser un système complexe, les méthodes classiques peuvent engendrer de la confusion. La REM permet de souligner les propriétés énergétiques et les interactions entre les sous-systèmes de manière claire et systématique.

L’approche de la REM est systémique : après avoir étudié les sous-systèmes et leurs interactions, une perspective holistique est adoptée pour les associer et en déduire de nouvelles propriétés. Les lois de la physique constituent la base de ce modèle, qui adopte une approche cognitive des systèmes plutôt qu’une approche cybernétique de boîte noire. Les interactions entre les sous-systèmes sont simples et respectent le principe de causalité, où chaque action induit une réaction, illustrée par une intégrale représentant la causalité physique.

Les différents éléments de la REM sont représentés comme suit :

1.3. Optimisation et gestion énergétique des chaînes de traction hydrogène-électrique

- Sources énergétiques : Représentées par des ronds verts, ces sources peuvent générer ou recevoir toute forme d'énergie, tant que la multiplication des variables de flux et d'effort donne une puissance.
- Éléments d'accumulation : Symbolisés par un rectangle avec une barre oblique, ces éléments représentent les accumulateurs d'énergie (par exemple, des condensateurs ou des bobines).
- Éléments de conversion : Représentés par un cercle dans le cas d'une conversion entre 2 domaines physiques (gyrateurs) ou par un carré dans le cas d'une conversion mono-domaine (modulateur), ils indiquent la conversion d'énergie sans accumulation.
- Éléments de couplage : Composés de deux ou plusieurs éléments de conversion associés, ils représentent la distribution de l'énergie sans régulation [ALA23].

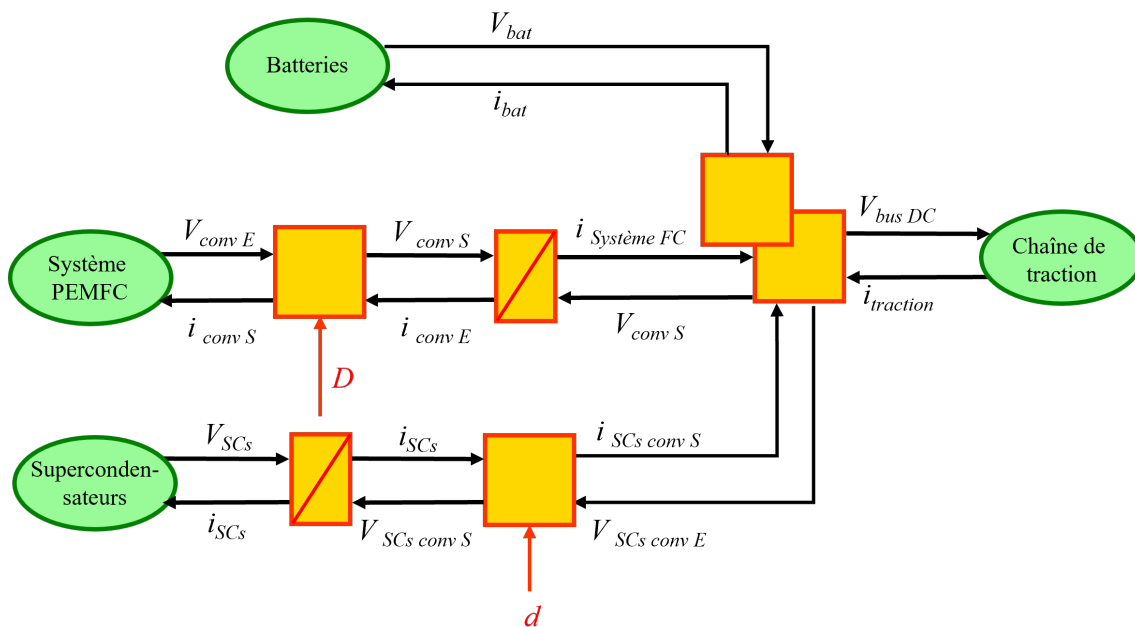


Figure 1.16 – Représentation Énergétique Macroscopique pour l'architecture semi-active Batteries

La Figure 1.16 illustre la Représentation Énergétique Macroscopique pour la topologie précédemment choisie, à savoir l'architecture semi-active Batteries. Les sources énergétiques incluent les batteries, le système de pile à hydrogène, les supercondensateurs et la chaîne de traction. Les supercondensateurs et le système de pile à hydrogène sont connectés au bus DC via des convertisseurs, symbolisés par des blocs orange. Le couplage de ces sources est représenté par les trois blocs orange associés. Les batteries sont directement reliées au bus DC, imposant ainsi la tension de fonctionnement du bus. Le courant est ensuite demandé via la chaîne de traction.

Aujourd'hui, dans les véhicules 100% batteries et les véhicules hydrogène-électrique, les batteries sont fréquemment connectées directement au bus DC. Cette

1.3. Optimisation et gestion énergétique des chaînes de traction hydrogène-électrique

configuration est privilégiée en raison de sa simplicité d'implémentation, car elle élimine le besoin de convertisseurs DC/DC entre les batteries et le bus, simplifiant de fait la stratégie de gestion de l'énergie. Dans le domaine de la mobilité lourde, la tendance actuelle est à l'augmentation de la tension du bus DC, passant de 400 V à 800 V [MAC21 ; RUE21].

1.3.1.2 Pour la stratégie de gestion de l'énergie

Cette partie présente les principes fondamentaux de la stratégie de gestion de l'énergie, essentiels pour répartir efficacement les flux énergétiques entre les composants de notre chaîne de traction.

Principes d'une stratégie de gestion d'énergie

La stratégie de gestion d'énergie consiste en un ensemble de règles et de méthodes pour optimiser l'utilisation des différentes sources d'énergie dans un système de traction. Cette stratégie est fortement dépendante de l'architecture choisie et du nombre de convertisseurs, ce qui influence la complexité de sa mise en œuvre. Dans une architecture semi-active, où la tension du bus DC est fixée par les batteries, la gestion de l'énergie doit prendre en compte cette contrainte.

Le diagramme de Ragone est un outil clé pour illustrer les zones de fonctionnement des différents composants énergétiques (batteries, supercondensateurs, piles à hydrogène). Il permet de comparer la densité énergétique et la densité de puissance des différentes technologies de stockage d'énergie [SAE17].

Les supercondensateurs sont situés dans la zone de haute densité de puissance mais de faible densité énergétique. Ils sont adaptés pour des cycles de charge/décharge rapides et pour la récupération d'énergie au freinage. Les batteries, quant à elle, offrent un bon compromis entre densité énergétique et densité de puissance. Elles sont adaptées pour fournir de l'énergie sur des durées moyennes à longues. Enfin, la pile à hydrogène se distingue par sa haute densité énergétique mais sa faible densité de puissance. Elle est idéale pour de opérations continues sur de longues périodes (voir Figure 1.17).

La connaissance de ces zones de fonctionnement permet de déterminer l'utilisation optimale de ces composants énergétiques et ainsi de préserver leur durée de vie.

La connaissance du cycle de conduite joue également un rôle crucial dans l'élaboration de la stratégie. Si le cycle de conduite est connu à l'avance, comme pour les tournées de camions poubelles ou de bus, une stratégie dite "offline" peut être adoptée, permettant une planification préalable de l'utilisation énergétique. Cette stratégie de gestion est souvent utilisée comme référence afin de déterminer l'efficacité optimale envisageable et de comparer la consommation de cycle avec les normes telles que le Nouveau Cycle Européen de Conduite (NEDC) ou la procédure d'essai mondiale harmonisée pour les véhicules légers (WLTP), par exemple. Cette stratégie permet une optimisation précise de la consommation énergétique mais manque de flexibilité face aux changements imprévus dans le cycle de conduite. Lorsque le cycle

1.3. Optimisation et gestion énergétique des chaînes de traction hydrogène-électrique

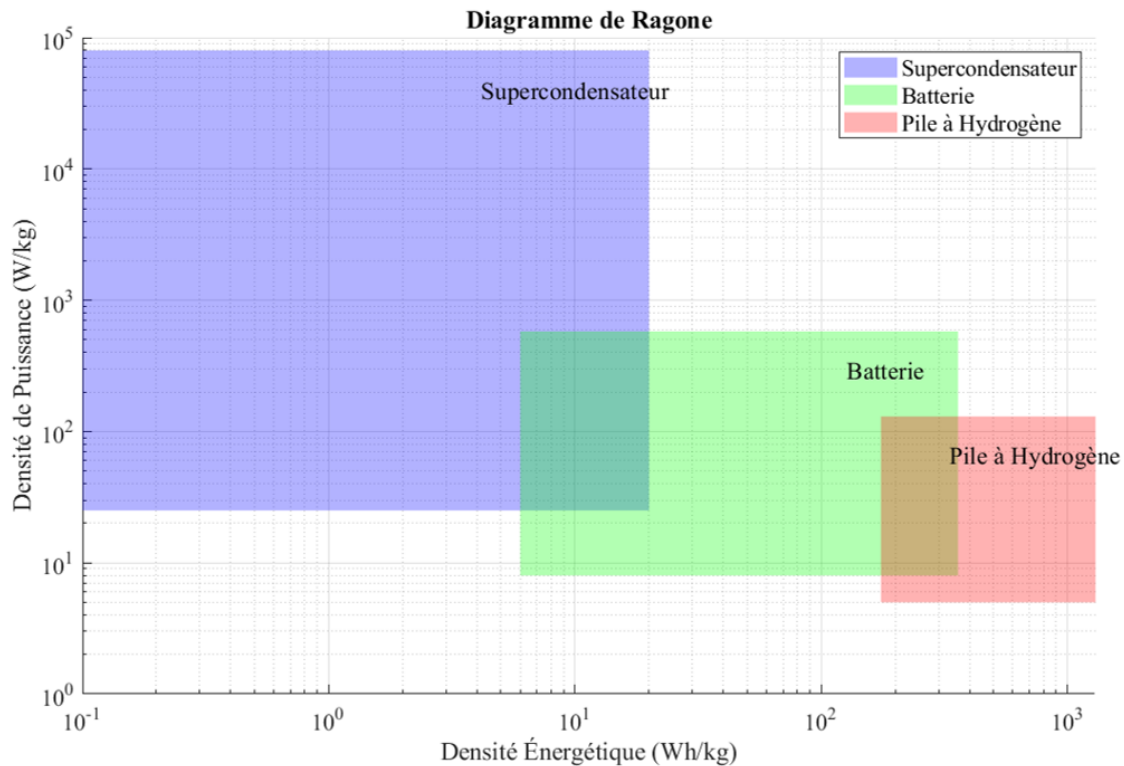


Figure 1.17 – Diagramme de Ragone pour les supercondensateurs, les batteries et les piles à hydrogène

de conduite est inconnu, une stratégie “online” est nécessaire, nécessitant une adaptation en temps réel aux conditions de conduite [ZHO19]. Cette stratégie est basée sur des algorithmes adaptatifs qui ajustent en temps réel la distribution de l’énergie entre les composants. Elle possède une grande flexibilité et capacité d’adaptation mais est complexe à mettre en œuvre et demande des besoins en calculs élevés.

Mise en pratique

Le véhicule étudié dans le cadre de ces travaux de recherche est un tracteur portuaire, actuellement commercialisé en version tout électrique par la société GAUSSIN. Conçu pour le transport de conteneurs sur les ports, ce véhicule affiche un poids à vide de 21 tonnes et une capacité de charge allant jusqu’à 75 tonnes. Des informations détaillées sur ce véhicule sont présentées dans le Chapitre 4.

Dans notre cas, les cycles d’utilisation sont connus. En effet, grâce aux boîtiers de télémétrie installés sur les véhicules portuaires, diverses informations telles que la vitesse et la puissance consommée par le véhicule ont pu être recueillies. Contrairement aux véhicules privés, où les cycles d’utilisation varient constamment en raison des conditions urbaines (feux de circulation, intensité du trafic), les conditions opératoires de nos véhicules sont plus homogènes. Bien que des variations existent entre ces cycles, principalement dues au port d’application et aux différents tonnages des conteneurs transportés, une stratégie de gestion d’énergie “offline” peut être adoptée. Cette stratégie permettra de tester la fiabilité de notre modèle sur

1.3. Optimisation et gestion énergétique des chaînes de traction hydrogène-électrique

plusieurs cycles d'utilisation et d'établir ensuite plusieurs références pour comparer les différentes configurations de notre chaîne de traction [ZHO19]. Les cycles d'utilisation des véhicules seront davantage étudiés dans le Chapitre 4.

Parmi les outils existants permettant une application d'une stratégie de gestion d'énergie "offline", la logique floue est une démarche désormais connue.

La logique floue est une approche basée sur des degrés d'appartenance exprimés par des valeurs réelles entre 0 et 1, permettant ainsi de prendre en compte plusieurs variables influençant le résultat. Contrairement à la logique classique (booléenne) qui repose sur deux valeurs binaires (0 et 1, soit "faux" ou "vrai"), la logique floue admet des appartenances partielles situées entre ces extrêmes. Elle permet de raisonner non pas sur des variables numériques, mais sur des variables linguistiques qualitatives (comme grand, petit, moyen, loin, près, fort), facilitant l'expression des règles d'inférence en langage naturel.

La première étape en logique floue est l'acquisition de données précises, comme par exemple une température. La deuxième étape est l'étape de "fuzzification" où les entrées précises sont converties en valeurs floues en utilisant des fonctions d'appartenance (par exemple chaud, tiède ou froid pour une température). Des règles d'inférences sont ensuite appliquées. Ces règles s'expriment sous la forme "SI-ALORS". Par exemple : Si la température est élevée, ALORS diminuer le chauffage. La dernière étape de "défuzzification" convertit les valeurs floues de sortie en valeurs précises. Dans le cas de notre exemple : ajuster le thermostat sur 19°C (voir Figure 1.18).

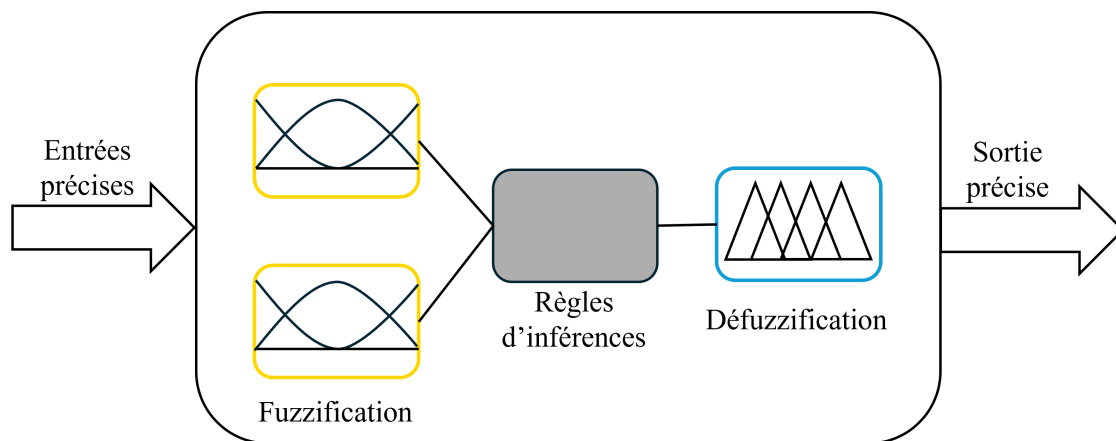


Figure 1.18 – Principe de la logique floue

La logique floue sera utilisée dans la suite de nos travaux, dans la mise en place de la stratégie de gestion d'énergie de notre chaîne de traction.

1.3.1.3 Pour l'optimisation

Cette partie présente les principes de l'optimisation en se concentrant sur les algorithmes génétiques.

Principes de l'optimisation

Le principe de l'optimisation consiste à trouver la meilleure solution possible à un problème donné, en respectant un ensemble de contraintes et d'objectifs. En fonction de l'objectif à atteindre, la meilleure solution peut être : la solution nominale, par exemple le gain d'un amplificateur opérationnel ; la solution minimale, telle que le taux d'émission de polluants par une voiture ; ou la solution maximale, comme la distance parcourue avec une quantité fixe de carburant [RAE22].

La première étape de l'optimisation consiste à définir le problème, c'est-à-dire identifier les paramètres à optimiser et formuler l'objectif de l'optimisation, généralement sous la forme d'une fonction objectif. La deuxième étape consiste à définir les contraintes pour limiter l'espace de recherche des solutions. La troisième étape consiste à choisir la méthode d'optimisation. La dernière étape consiste en la recherche de la solution optimale. Cette recherche est réalisée par la méthode d'optimisation choisie et est dépendante de la fonction objectif et des contraintes imposées.

Dans ce travail, deux problèmes d'optimisation distincts sont étudiés, chacun abordant des enjeux spécifiques. Le premier cas concerne l'optimisation des modèles de composants énergétiques. L'objectif est d'ajuster les paramètres des modèles afin qu'ils reproduisent fidèlement les données expérimentales. Les paramètres à optimiser varient selon le composant modélisé et sont directement liés au modèle énergétique utilisé. Bien que les contraintes explicites ne soient pas définies pour cette optimisation, des limites sont imposées sur les variables afin de respecter les valeurs analytiques ou issues de la littérature. Le deuxième cas d'optimisation se focalise sur la configuration du pack batteries, où l'objectif est de minimiser le nombre de cellules nécessaires pour chaque configuration. Les variables d'optimisation incluent le nombre de cellules en série et le nombre de branches en parallèle. Les contraintes de ce problème sont déterminées par les caractéristiques de la chaîne de traction, incluant la tension minimale et maximale du bus DC, ainsi que les exigences en termes de puissance et d'énergie à fournir.

Algorithme génétique

Parmi les nombreuses techniques d'optimisation disponibles, nos travaux se baseront sur les algorithmes génétiques.

L'algorithme génétique a été choisi pour son application dans une grande variété de problèmes d'optimisation et ses nombreux avantages face aux méthodes classiques. Dans mes travaux d'optimisation des paramètres pour des modèles de circuit équivalent de batteries, de supercondensateurs et pour un modèle multiphysique de PEMFC, l'algorithme génétique s'est avéré particulièrement adapté. Premièrement, l'algorithme génétique est une méthode d'optimisation continue qui n'exige pas la connaissance de la matrice jacobienne, permettant ainsi de traiter des problèmes non linéaires avec des contraintes non linéaires. Contrairement aux techniques de programmation linéaire traditionnelles, souvent limitées dans ces contextes, l'AG est idéal pour des modèles complexes et non linéaires [HOU20].

1.3. Optimisation et gestion énergétique des chaînes de traction hydrogène-électrique

L'algorithme génétique est également une méthode métaheuristique distribuée, capable de manipuler simultanément une population de solutions. Cette caractéristique lui permet d'explorer un espace de recherche plus large et de trouver des solutions globales optimales, particulièrement utile pour des fonctions objectives non convexes et multimodales typiques des modèles d'ingénierie complexes [JAI09]. De plus, il se montre plus robuste pour atteindre des minima globaux dans les problèmes fortement non linéaires, surpassant des algorithmes classiques comme l'algorithme du simplexe [PIZ21].

Cependant, bien que l'algorithme génétique puisse parfois souffrir de lenteurs ou de convergence prématurée, la gestion fine de ses paramètres, comme proposé dans certains travaux, permet d'atténuer ces limitations. En optimisant les paramètres du solveur, l'algorithme génétique peut ainsi offrir une meilleure convergence [AL 23]. Enfin, dans des contextes nécessitant l'identification de paramètres à haute dimensionnalité, l'algorithme génétique s'avère être une solution robuste, notamment en comparaison avec des algorithmes intégrant des réseaux de neurones, souvent moins adaptés pour des modèles physiques complexes [WAN24a]. Ces atouts font de l'algorithme génétique un choix privilégié dans l'optimisation de systèmes énergétiques complexes.

Les algorithmes génétiques s'inspirent de la théorie de l'évolution de Darwin et reposent sur trois principes fondamentaux : variation, adaptation et hérédité. Le principe de variation stipule que chaque individu d'une population est unique, ce qui est crucial pour la sélection. Le principe d'adaptation affirme que les individus les mieux adaptés à leur environnement ont plus de chances de se développer et de se reproduire. Enfin, le principe d'hérédité indique que les caractéristiques des individus doivent être transmissibles à leur descendance, permettant à l'espèce d'évoluer et d'améliorer ses capacités de survie [HIS21].

La première étape de l'algorithme génétique, appelée genèse, consiste à créer une population initiale aléatoire en utilisant des paramètres prédéfinis. Ensuite, l'évaluation détermine le niveau d'adaptation de chaque individu, ce qui est crucial pour le processus de sélection. L'algorithme fonctionne de manière itérative et se répète jusqu'à ce qu'une solution optimale soit atteinte (voir Figure 1.19).

Au sein de nos travaux de recherches, l'algorithme génétique sera utilisé pour trouver les paramètres des modèles des composants énergétiques.

1.3.2 Travaux de recherches

À la suite des études bibliographiques précédemment menées, plusieurs lacunes ont été identifiées. Les parties suivantes visent à présenter les défis actuels et à proposer des solutions à travers ces travaux de recherche.

1.3.2.1 Lacunes identifiées et objectifs

Les études bibliographiques révèlent des lacunes dans l'éco-conception, et plus particulièrement dans l'éco-conception liée à la mobilité portuaire. Après avoir résumé ces lacunes, les objectifs des travaux de recherches sont présentés.

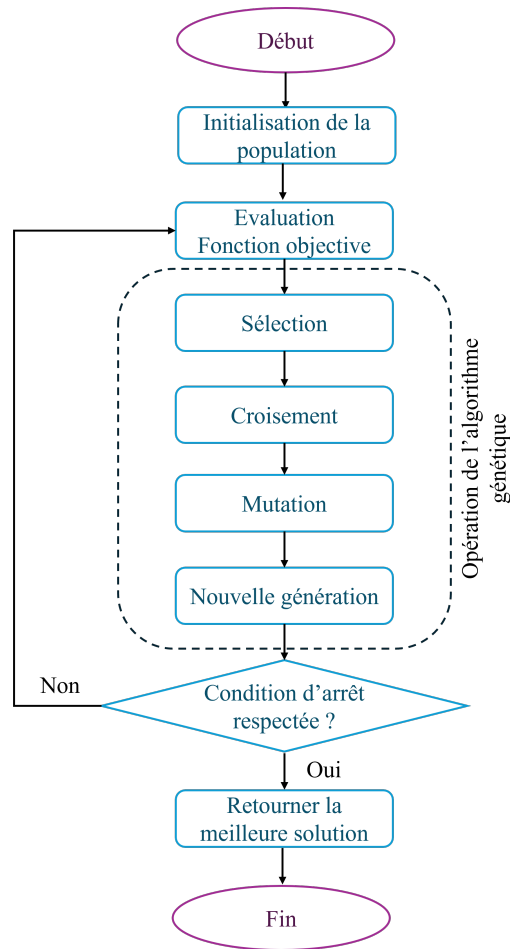


Figure 1.19 – Principe de l’algorithme génétique

Lacunes identifiées

À travers les études bibliographiques, plusieurs axes de recherche émergent. Actuellement, les impacts sociétaux ne sont pas encore intégrés dans les démarches d’éco-conception. Peu de travaux sont publiés sur ce sujet, soulignant un domaine en cours de développement. Pour mener à bien ces démarches, il est crucial de connaître les impacts environnementaux des composants utilisés. Les analyses de cycle de vie sont variées, rendant difficile l’établissement d’une tendance claire sur le potentiel de réchauffement global pour chaque chimie de batterie. Peu de données existent sur l’analyse de cycle de vie des PEMFC et des supercondensateurs EDLC ; les résultats existants sont souvent complexes à interpréter.

Pour les acteurs souhaitant mettre en place des démarches d’éco-conception, il est essentiel de prendre en compte les critères environnementaux et sociétaux dès la phase de conception. Cependant, sans valeurs de référence, cela reste difficile. Nos travaux visent à fournir des valeurs de potentiel de réchauffement global pour chaque chimie de batterie, les systèmes PEMFC et les supercondensateurs EDLC. Ces valeurs faciliteront l’éco-conception, permettant des choix guidés par des critères environnementaux dès le début du processus. Les enjeux sociétaux, gouvernemen-

1.3. Optimisation et gestion énergétique des chaînes de traction hydrogène-électrique

taux et économiques des matériaux doivent aussi être considérés. Actuellement, les impacts sociétaux liés à l'extraction des composants ne sont pas pris en compte dans les démarches d'éco-conception. Des recherches doivent être menées pour déterminer ces impacts.

D'un point de vue technique, l'intérêt pour les piles à hydrogène dans la mobilité lourde, particulièrement portuaire, est croissant. L'hybridation directe de la batterie sur le bus DC est une technique maîtrisée. Cependant, l'intégration de supercondensateurs en complément des batteries et de la pile à hydrogène dans la mobilité portuaire reste inexplorée : est-ce qu'il y a un potentiel intérêt à son intégration ? Enfin, la problématique de l'éco-conception dans la mobilité portuaire n'est pas encore suffisamment traitée dans la littérature.

Objectifs

Suite aux lacunes identifiées, nos travaux de recherche visent à :

- Fournir des outils de comparaison simples pour un choix des composants plus éclairé ;
- Proposer une comparaison normée des impacts sociétaux pour faciliter et accélérer le choix des composants. Cette méthode doit être facilement transposable à d'autres composants dès lors que leur composition massique est connue ;
- Comparer une technologie 100 % batteries avec une technologie électrique-hydrogène dans le domaine des véhicules portuaires, en se concentrant sur les impacts environnementaux et sociétaux ;
- Etudier le potentiel intérêt de l'ajout de supercondensateurs dans cette chaîne de traction.

L'objectif final est double :

- Réduire au minimum l'impact environnemental des composants tout en respectant les contraintes d'usage ;
- Optimiser les performances dynamiques et énergétiques du système hybride électrique.

1.3.2.2 Structures des travaux de recherches

Les travaux de recherche ont été répartis à parts égales entre le laboratoire FEMTO-ST à Belfort et l'entreprise GAUSSIN à Héricourt, chacun représentant 50 % du temps.

Les recherches, de nature multidisciplinaire, se sont déroulées de la manière suivante (Figure 1.20) :

- Définition du potentiel de réchauffement global et des impacts sociétaux des composants.

Cette phase a impliqué plusieurs étapes clés :

- Définition du potentiel de réchauffement global des composants à travers une étude bibliographique approfondie ;

1.3. Optimisation et gestion énergétique des chaînes de traction hydrogène-électrique

- Investigation sur la composition massique des composants étudiés ;
 - Évaluation de l'impact sociétal des matériaux puis des composants ;
 - Analyse de l'impact gouvernemental des matériaux puis des composants ;
 - Recherche sur la recyclabilité des composants.
- Modélisation de la chaîne de traction.
Cette phase visait à élaborer une modélisation précise pour représenter le plus fidèlement possible le comportement de la chaîne de traction. Les actions spécifiques incluent :
 - Réalisation de campagnes d'essais sur chaque module électrochimique utilisé dans la chaîne de traction ;
 - Modélisation des composants et de la chaîne de traction via la représentation énergétique macroscopique ;
 - Analyse statistique des cycles de conduite des véhicules APM 75T électriques de GAUSSIN.
 - Stratégie de gestion d'énergie et optimisation du modèle.
La phase finale consistait à :
 - Mettre en place une stratégie de gestion d'énergie ;
 - Optimiser le modèle pour déterminer les résultats optimaux en termes de dimensionnement.

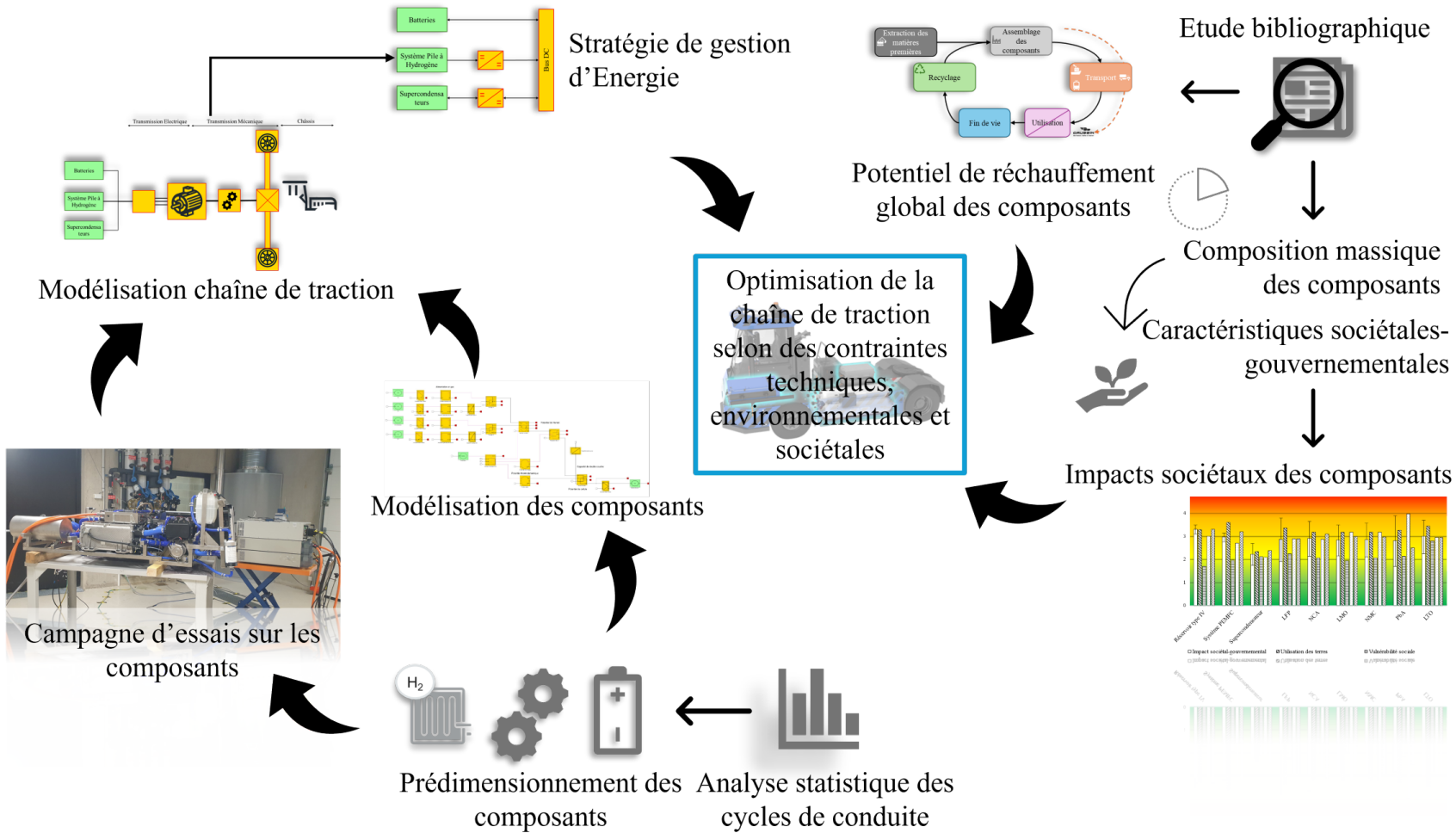


Figure 1.20 – Organisation générale de la thèse

1.4. Conclusion

Dans ce premier chapitre, nous avons posé les bases de notre étude en présentant les concepts clés liés à l'optimisation et à l'éco-conception des chaînes de traction hydrogène-électrique dans le cadre de la mobilité durable. À travers une revue des enjeux environnementaux, sociétaux et techniques, nous avons mis en lumière l'importance d'une approche intégrée pour réduire l'impact environnemental des systèmes de mobilité, en particulier pour les véhicules portuaires. L'éco-conception, en tant qu'élément central de cette stratégie, se révèle être un outil indispensable pour minimiser les émissions de CO₂ et les autres impacts environnementaux lors de la conception de notre véhicule. Cependant, nous avons également souligné que ces démarches restent relativement nouvelles et incomplètes dans le secteur de la mobilité lourde, notamment en ce qui concerne l'intégration des impacts sociétaux.

Le chapitre a également mis en évidence les défis techniques associés à l'optimisation des chaînes de traction, en particulier pour les architectures multi-sources telles que celles utilisant des batteries, des supercondensateurs et des systèmes de pile à hydrogène. Nous avons présenté les stratégies de gestion d'énergie, notamment les approches "offline" et "online", et introduit le diagramme de Ragone comme un outil clé pour comprendre les zones de fonctionnement optimales des différents composants énergétiques. Ces outils permettent une meilleure coordination des contributions des différentes sources d'énergie, garantissant une répartition efficace des flux énergétiques et optimisant ainsi la performance globale du système.

Enfin, ce chapitre met en lumière l'importance d'une modélisation précise et de l'utilisation de techniques d'optimisation avancées, telles que les algorithmes génétiques, afin de modéliser de manière optimale les composants énergétiques et, in fine, d'obtenir une représentation plus fiable de la chaîne de traction ainsi que du fonctionnement de la stratégie de gestion d'énergie implémentée. Ces travaux posent les bases des chapitres suivants, qui approfondiront les aspects liés à la modélisation, à la gestion d'énergie et à l'optimisation des chaînes de traction hydrogène-électrique. Le chapitre suivant abordera les lacunes identifiées dans la littérature, notamment concernant l'impact sociétal des matériaux critiques ainsi que la faisabilité des stratégies d'éco-conception dans le domaine de la mobilité portuaire.

Chapitre 2

Caractéristiques techniques, environnementales et sociétales des composants énergétiques de la chaîne de traction

Ce chapitre explore les caractéristiques techniques, environnementales et sociétales des composants énergétiques de la chaîne de traction. L'objectif principal est de présenter les performances des différents composants en termes de densité énergétique, puissance spécifique, impact environnemental et sociétal, afin d'orienter les choix technologiques vers une mobilité électrique plus durable et soutenable.

La première partie se concentre sur l'analyse technique et la composition massique des batteries lithium-ion, des systèmes PEMFC (Pile à Combustible à Membranes Échangeuses de Protons) et des supercondensateurs. Ensuite, les caractéristiques environnementales des composants sont évaluées, avec un accent particulier sur le potentiel de réchauffement global. Cette deuxième partie détaille la méthode utilisée pour calculer les émissions de CO₂ équivalents liées à la production, au transport, à la fin de vie et au recyclage des composants. Les résultats obtenus permettent de comparer l'impact environnemental des différents modules énergétiques étudiés. Enfin, les impacts sociétaux et gouvernementaux des matériaux et composants sont analysés. Cette dernière partie inclut des comparaisons multicritères, intégrant les performances techniques, les impacts environnementaux et les impacts sociétaux. Ces comparaisons permettent de déterminer les composants énergétiques offrant le meilleur compromis entre performance et durabilité.

2.1. Analyse technique et composition massique des composants énergétiques

L'objectif de cette analyse technique est de fournir les éléments clés nécessaires à la compréhension des dispositifs énergétiques étudiés, Cette analyse technique sera mise par la suite en relief avec les analyses environnementales et sociétales réalisées sur ces composants.

Plusieurs termes clés sont utilisés :

- L'énergie spécifique et la puissance spécifique se rapportent respectivement à la quantité d'énergie stockée et à la puissance délivrée par unité de masse. De même, l'énergie volumique et la puissance volumique se rapportent à la quantité d'énergie stockée et à la puissance délivrée par unité de volume.
- Le cyclage représente le nombre de cycles de charge et de décharge qu'un dispositif peut subir avant que sa capacité ne diminue significativement.
- La durée de vie calendaire correspond à la durée pendant laquelle le dispositif reste fonctionnel, indépendamment des cycles de charge et de décharge.
- Le coût indiqué correspond au prix d'achat du composant. Il ne prend pas en compte les coûts d'exploitation et de maintenance.
- La tension nominale est la tension standard à laquelle un dispositif fonctionne.
- La sûreté concerne la sécurité d'utilisation, incluant la prévention des risques d'explosion ou de fuite.
- La composition massique se réfère à la répartition des différents matériaux constituant le dispositif, exprimée en pourcentage de la masse totale.

Les parties suivantes exploreront successivement les caractéristiques techniques et la composition massique des batteries lithium-ion, des systèmes à hydrogène et leurs réservoirs, ainsi que des supercondensateurs.

2.1.1 Batteries Lithium-ion

Les batteries lithium-ion présentent une grande diversité chimique. Pour bien comprendre les enjeux sociétaux et environnementaux de ces batteries, il est essentiel de connaître leur composition massique. Malgré les variations dans leur composition, leur architecture générale reste sensiblement identique même si leurs spécificités techniques varient considérablement.

2.1.1.1 Architecture générale d'une batterie

Le terme "batterie" peut désigner divers composants technologiques, qui diffèrent par leur forme, leur composition chimique et leur configuration. Les définitions proposées ci-dessous visent à clarifier le périmètre de notre étude sur les impacts environnementaux et sociétaux de ce composant.

2.1. Analyse technique et composition massique des composants énergétiques

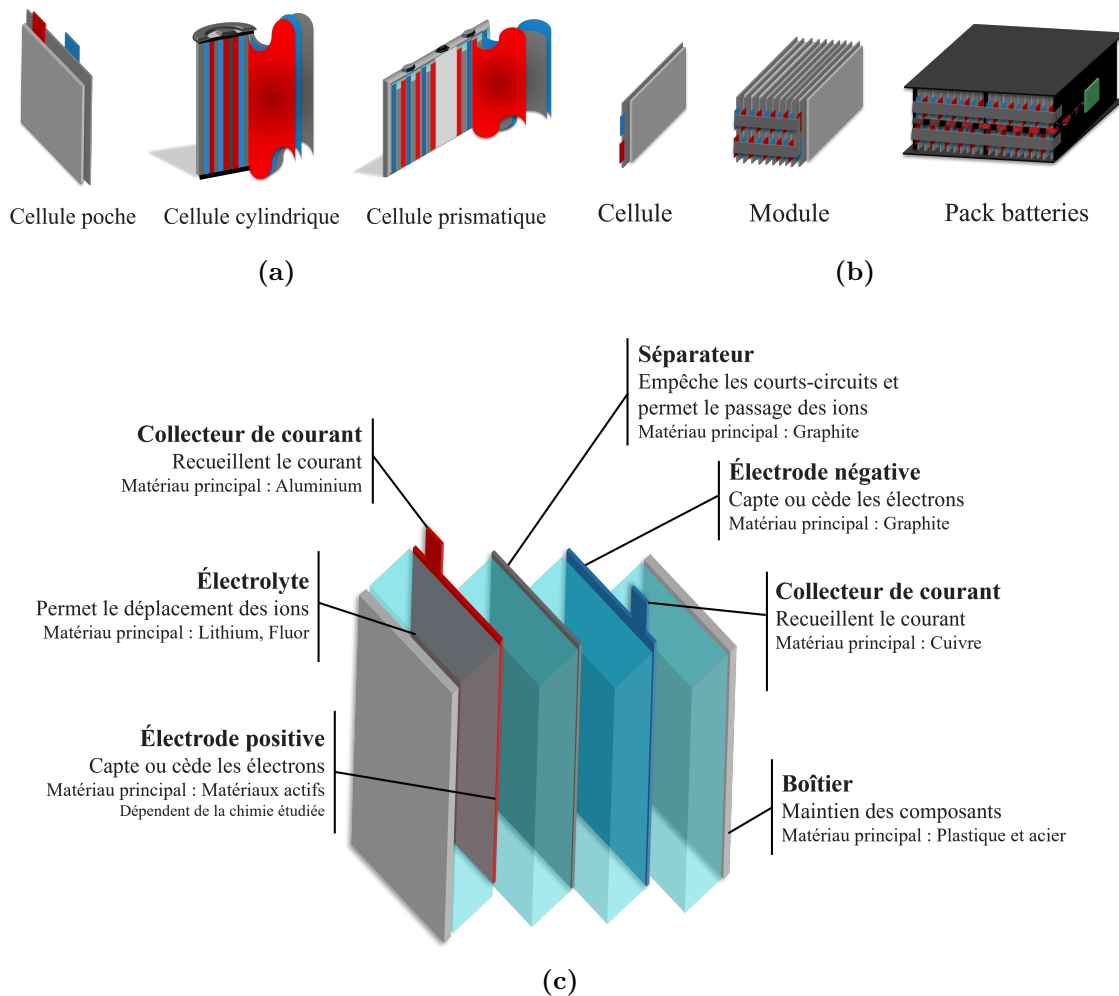


Figure 2.1 – Architecture et composition pour une batterie : (a) Différents types de cellules (b) Composition d'un pack batteries (c) Composition d'une cellule

La **cellule** est l'élément fondamental d'un pack batteries, car c'est en son sein que se produisent les phénomènes électrochimiques fournissant l'énergie. Les cellules peuvent adopter différentes formes : cylindrique, prismatique ou en pochette (voir Figure 2.1 (a)). Les matériaux actifs utilisés dans les cellules, comme le lithium, le cobalt, le nickel et le graphite, jouent un rôle crucial dans la performance, la durée de vie et la stabilité thermique des batteries. L'électrolyte permet le déplacement des ions entre les électrodes anodiques et cathodiques. Le séparateur, quant à lui, sert de barrière physique et chimique entre l'anode et la cathode, empêchant les courts-circuits tout en permettant le passage des ions. Enfin, les plaques collectrices de courant, situées sur les électrodes, sont utilisées pour recueillir le courant (voir Figure 2.1 (c)).

Un **module** est une combinaison de plusieurs cellules connectées ensemble, en série ou en parallèle, pour augmenter la tension ou la capacité de la batterie. Les modules sont souvent équipés de dispositifs de protection pour prévenir les surcharges, les décharges profondes et les courts-circuits (voir Figure 2.1 (b)).

Un **pack batteries** est une combinaison de plusieurs modules et est utilisé pour alimenter des appareils de plus grande puissance, tels que les véhicules électriques. Le

2.1. Analyse technique et composition massique des composants énergétiques

système de gestion de la batterie (BMS, Battery Management System) et le circuit de refroidissement sont généralement placés dans le pack batterie. Le BMS joue un rôle essentiel : il surveille l'état de chaque cellule en équilibrant les charges entre les cellules et prévient des conditions de fonctionnement dangereuses pour les batteries. Le circuit de refroidissement, quant à lui, maintient la température des cellules dans une plage optimale pour prévenir la surchauffe et prolonger la durée de vie de la batterie [KWA18].

L'hypothèse faite concernant les différentes chimies étudiées est que, quelle que soit la technologie choisie, le BMS et le circuit de refroidissement sont identiques. Les résultats présentés ci-dessous se concentrent donc sur la composition massique des modules (boîtier et cellules, sans BMS et circuit de refroidissement).

2.1.1.2 Composition massique des batteries suivant les chimies étudiées

La composition massique des batteries est exprimée ici en pourcentage massique et est étudiée par rapport aux différents composants cités dans la Figure 2.1. Bien que nos recherches se concentrent principalement sur les batteries lithium-ion, la batterie plomb-acide (PbA) est étudiée et sera utilisée comme point de comparaison avec les batteries lithium-ion. Dans le Tableau 2.1 le plastique fait référence au polyéthylène et au polypropylène ; l'oxygène participe à la formation des oxydes dans les matériaux actifs. Les références indiquées aux côtés des chimies de batteries sont celles utilisées pour étudier la répartition des matériaux actifs au sein de la cathode.

La batterie plomb-acide utilise une réaction chimique entre le plomb et l'acide sulfurique. Cette technologie de batterie, largement utilisée dans l'industrie automobile depuis la Seconde Guerre mondiale, demeure dominante dans les applications de transport en raison de son faible coût et de sa fiabilité [GAR15]. Au sein d'un module de cellules PbA, les électrodes représentent 62 % de la masse et le boîtier uniquement 9 %. Le plomb représente quant à lui près de 61 % de la masse du module [MCM12].

Les batteries lithium-ion tirent leur nom de leur électrolyte, principalement composé de sel de lithium dissous dans un solvant organique. Les cathodes sont constituées d'un matériau à base d'oxyde métallique, tandis que les anodes sont souvent faites de graphite ou de lithium métallique, avec des collecteurs de courant respectifs en aluminium et en cuivre. Les électrodes représentent généralement 57 % de la masse du module, contre 24 % pour le boîtier. Le reste de la masse est réparti entre l'électrolyte, le séparateur et d'autres composants [KWA18].

Parmi toutes les batteries lithium-ion étudiées, l'acier représente en moyenne 4,27 % de la masse totale, tandis que le plastique en représente 13,30 %. L'aluminium représente entre 11 et 18 % de la masse. Plus spécifiquement, pour les technologies LTO, NMC et NCA, le cobalt représente en moyenne 2,78 % de la masse totale. Le lithium est présent dans moins de 1 % des batteries LMO, entre 1 et 2 % pour les batteries LFP, NMC et NCA, et égal à 2,49 % pour les batteries LTO [LE 20b ; KWA18]. La répartition de la composition massique des matériaux actifs provient de

2.1. Analyse technique et composition massique des composants énergétiques

Tableau 2.1. Composition massique des batteries étudiées

| Éléments | Composition massique (%) | | | | | |
|--------------------|--------------------------|----------------|----------------|----------------|-------|----------------|
| | PbA | LFP [SUP24] | NMC [ELE24] | NCA [COR24] | LTO | LMO [SAM24] |
| Acide sulfurique | 10,33 | | | | | |
| Acier | | 4,40 | 4,40 | 4,40 | 3,76 | 4,40 |
| Antimoine | 0,71 | | | | | |
| Aluminium | | 11,38 | 12,77 | 14,15 | 13,61 | 17,88 |
| Arsenic | 0,03 | | | | | |
| Autres | | 2,97 | 4,17 | 3,65 | 4,01 | 3,34 |
| Cobalt | | | 2,97 | 1,76 | 3,62 | |
| Cuivre | | 9,01 | 16,08 | 13,58 | 2,91 | 17,80 |
| Eau désalinisée | 16,93 | | | | | |
| Éthylène carbonate | | 11,90 | 11,50 | 11,50 | 5,34 | 11,63 |
| Fluor | | 4,74 | 3,76 | 3,30 | 23,43 | 2,51 |
| Fer | | 9,90 | 0,12 | 0,0004 | 0,15 | 10,003 |
| Graphite | | 13,47 | 12,03 | 15,26 | 2,51 | 15,00 |
| Lithium | | 1,26 | 1,80 | 1,43 | 2,49 | 0,52 |
| Manganèse | | 0,09 | 2,85 | | 3,62 | 8,40 |
| Nickel | | | 8,56 | 9,57 | 10,86 | 0,02 |
| Oxygène | 2,26 | 12,28 | 5,84 | 6,63 | 7,41 | 5,63 |
| Phosphore | | 5,62 | | | | |
| Plastique | 8,55 | 12,99 | 13,00 | 13,12 | 14,33 | 13,04 |
| Plomb | 60,69 | 0,003 | | | | |

la référence [AGE22] pour la batterie LTO. La chimie utilisée pour la batterie NMC est la chimie 622 : son électrode est composée de 60 % de nickel, 20 % de manganèse et 20 % de cobalt.

2.1.1.3 Caractéristiques techniques des batteries étudiées

Dans le Tableau 2.2, les caractéristiques techniques des batteries étudiées sont présentées. Ces spécifications ont été comparées avec des batteries actuellement disponibles sur le marché. La batterie PbA a été comparée à la batterie RS Pro Lead Acid 12V, 65Ah. La batterie LFP a été comparée à la batterie Eve LF280K Prismatic 3.2V. Pour la batterie NMC, la comparaison a été faite avec la CATL 811 3.7V 50 Ah. Quant à la batterie NCA, elle a été comparée à la NCA103450 de Panasonic. En ce qui concerne la batterie LTO, la comparaison a été faite avec le module LECLANCHE M2 LT34 LTO de 34Ah. Les caractéristiques trouvées dans les fiches techniques commerciales correspondent aux références utilisées. Malheureusement, aucune batterie LMO n'a été trouvée pour comparaison. La batterie PbA est pris comme point de référence, mais ces spécificités ne seront pas comparés aux batteries lithium-ion. La stabilité des batteries est évaluée sur une échelle de 1 à 5 (1 étant la moins stable et 5 la plus stable).

Les valeurs d'énergie spécifique pour les batteries lithium-ion sont obtenues

2.1. Analyse technique et composition massique des composants énergétiques

pour un cycle de décharge à 1 C¹ à une température ambiante de 25 °C. En revanche, pour les batteries PbA, l'énergie spécifique est basée sur un cycle de décharge à 0,1 C à 25 °C. Dans les fiches constructeurs étudiées, les caractéristiques techniques des batteries PbA sont données généralement pour 0,1 C [YUA19]. Cette différenciation est cruciale car l'énergie spécifique peut varier en fonction de ces conditions opératoires, il est donc important de préciser ces conditions lors de l'analyse des performances des batteries. L'énergie volumique est particulièrement importante pour l'intégration du pack batterie dans un véhicule. Pour un même facteur de forme, plus l'énergie volumique est élevée, plus l'intégration du pack batterie dans le véhicule sera facilitée. Enfin, la connaissance de la puissance massique est essentielle pour le dimensionnement des batteries en fonction de la puissance requise.

Tableau 2.2. Caractéristiques techniques des batteries étudiées

| Chimie | PbA | LTO | LMO | LFP | NCA | NMC |
|--|-------------------------|------------------|------------------|-------------------------|------------------|--------------------------|
| Énergie spécifique (Wh.kg ⁻¹) | 40,0 [BLA19; MAY18] | 80,0 [LIU18b] | 128,6 [TAB21] | 151,3 [BLA19; SHU21] | 200,0 [LIU21] | 207,4 [KUS21; HOU22] |
| Énergie volumique (Wh.L ⁻¹) | 57,5 [SIM21] | 202 [IMM21] | 218 [HOU22] | 211,5 [HOU22] | 676 [HOU22] | 278,1 [HOU22] |
| Puissance spécifique (W.kg ⁻¹) | 183,3 [KUS21; MAY18] | 1500 [BLA19] | 1350 [BLA19] | 1000 [BLA19] | 728 [SZW22] | 635 [NKO24] |
| Coût (€.kWh ⁻¹) | 116 [STE21] | 900 [BAU17] | 288 [BAU17] | 235 Données internes | 700 [MAR20] | 294 Données internes |
| Cycle (-) | 500 [MAN15] | 5000 [POR21] | 700 [KUS21] | 2500 [KUS21; POR21] | 2000 [POR21] | 3000 Données internes |
| Durée de vie calendaire (années) | 15 [SIM21] | 10-25 [POR21] | 6-10 [POR21] | 8-12 [POR21] | 8-10 [POR21] | 8-18 [POR21] |
| Tension nominale (V) | 2,0 [KUS21] | 2,4 [KUS21] | 3,7 [LIU18b] | 3,2 [KUS21] | 3,65 [LIU18b] | 3,6 [BLA19] |
| Sécurité [BLA19; FEN18] | 5 | 5 | 3 | 5 | 1 | 2 |

Concernant le cyclage des batteries, deux caractéristiques sont étudiées : le nombre de cycle et la durée de vie calendaire. Le nombre de cycles réalisables par les batteries dépend de la profondeur de décharge spécifiée dans le test. Typiquement, une profondeur de décharge de 80 % permet un plus grand nombre de cycles comparé à une profondeur de décharge de 100 % [TAB21]. La durée de vie calendaire des batteries est fortement influencée par les conditions de stockage et est souvent utilisée dans les analyses en cycle de vie pour déterminer le taux de dégradation de la

1. Le taux C d'une batterie indique le courant de charge ou de décharge nécessaire pour vider ou recharger sa capacité nominale en un temps donné : 1 C correspond à une décharge en 1 heure, 0,5 C en 2 heures, et 2 C en 30 minutes.

2.1. Analyse technique et composition massique des composants énergétiques

batterie, c'est-à-dire son énergie de décharge totale [POR21]. Dans le contexte de la mobilité, cette donnée aide à déterminer la durée d'utilisation ; plus elle est élevée, mieux c'est d'un point de vue environnemental.

Étant donné l'hybridation des batteries au sein de la chaîne de traction et leur utilisation en hybridation directe sur le bus DC, il est important de connaître la tension nominale de la batterie utilisée. Actuellement, la tension des bus DC dans les véhicules évolue de 400 V à 800 V [RUE21]. Plus la tension nominale de la batterie est faible, plus il faudra de batteries pour atteindre la tension souhaitée du bus.

La stabilité des batteries est un aspect critique, notamment en ce qui concerne la sécurité. La référence [YU24] compare les processus de combustion des batteries LFP et LMO, révélant que la batterie LMO génère plus de chaleur que la batterie LFP. Déterminer la meilleure stabilité chimique parmi les cinq compositions chimiques des batteries lithium-ion est particulièrement importante dans le secteur des transports, où il est nécessaire de minimiser les risques. De plus, en cas d'utilisation dans un véhicule électrique, il est primordial pour la sécurité des usagers de privilégier la technologie la plus stable. Les emballements thermiques des batteries, lorsqu'ils ont lieu, sont très difficiles à maîtriser. La référence [FEN18] compare les chimies LFP, LTO, NCA et NMC, en mesurant également la quantité d'énergie libérée lors d'une défaillance thermique. Les résultats indiquent que la batterie LFP émet le moins d'énergie pendant cette phase, tandis que la batterie NCA en émet le plus. En associant ces deux références, il est possible de déduire, laquelle de ces compositions chimiques offre la plus grande stabilité. La stabilité chimique des batteries est exprimée dans le cadre de nos travaux sur une échelle de 1 à 5, 5 étant la chimie la plus stable. Ce facteur de sécurité est étudié seulement pour les batteries.

2.1.2 Système PEMFC et réservoir à hydrogène

Les piles à hydrogène à membrane échangeuse de protons (PEMFC) sont des modules électrochimiques constitués de multiples composants. Connaître précisément leur composition massique n'est pas facile tant leur diversité dépend de l'ensemble des composants. Néanmoins, cette analyse est nécessaire afin de pouvoir structurer les analyses sociétales et évaluer le potentiel de réchauffement global de cette technologie. Cette partie présente l'architecture générale, la composition massique et les caractéristiques techniques des systèmes PEMFC ainsi que des réservoirs à hydrogène qui leur sont associés.

2.1.2.1 Architecture générale du système PEMFC et du réservoir

Cette sous-partie décrit l'architecture générale du système PEMFC, composé de plusieurs cellules à membrane échangeuse de protons, ainsi que celle du réservoir à hydrogène de type IV, conçu pour le stockage gazeux de l'hydrogène sous haute pression.

Système PEMFC

La pile à hydrogène à membrane échangeuse de protons se compose de plusieurs cellules empilées. La tension de la pile est déterminée par le nombre de cellules

2.1. Analyse technique et composition massique des composants énergétiques

assemblées. Chaque cellule comprend deux plaques bipolaires, deux couches de diffusion des gaz (GDL), deux couches catalytiques et une membrane échangeuse de protons (voir Figure 2.2). Le platine est déposé sur les couches catalytiques, tandis que le carbone est déposé sur les électrodes. Lorsque l'électrolyte est suffisamment hydratée, le transfert de protons de l'anode vers la cathode se produit, tout en empêchant la conduction des électrons. Ce phénomène est facilité par l'acide perfluorosulfonique (PFSA). Les couches de diffusion, faites de fibres de carbone, entourent les électrodes et jouent un rôle crucial dans la gestion de l'eau : elles facilitent le transport des gaz vers les couches catalytiques tout en évacuant l'eau produite par la réaction électrochimique. Enfin, les plaques bipolaires (BPP), constituées de deux plaques d'acier inoxydable, recueillent le courant électrique et distribuent les gaz. De plus, les plaques bipolaires assurent le support mécanique de la pile.

Les cellules sont ensuite assemblées pour former un ensemble appelé stack. Ce stack est équipé de collecteurs de courant, principalement constitués de bronze, ainsi que de plaques terminales en plastique. Les collecteurs de courant permettent d'acheminer l'électricité produite par le stack vers un système électrique, tandis que les plaques terminales assurent le maintien mécanique de l'ensemble des cellules (voir Figure 2.3).

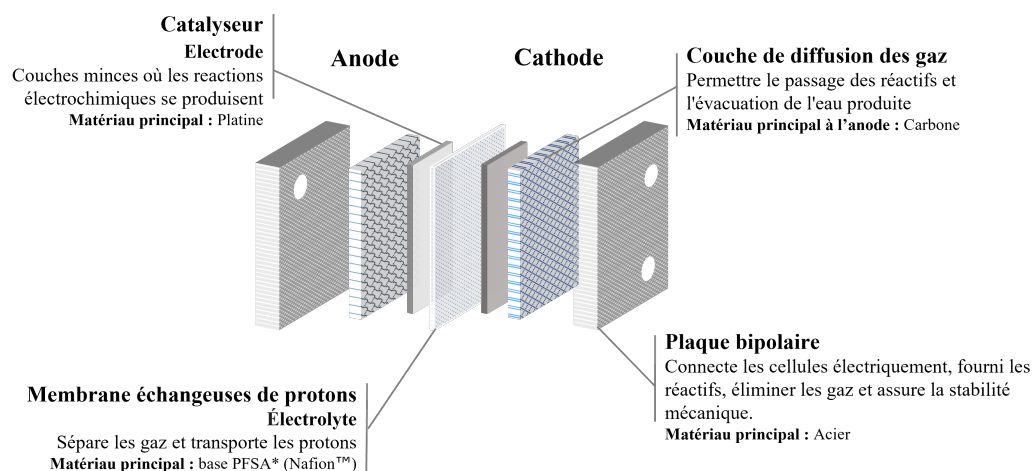


Figure 2.2 – Composition d'une cellule de type Membrane Échangeuse de Protons (PEM) [URB23]

Une PEMFC ne peut fonctionner sans un ensemble de composants. Les éléments clés du système comprennent les compresseurs d'air, le convertisseur DC/DC, les pompes et les échangeurs de chaleur à plaques. Ces composants, appelés "balance of plants", sont principalement composés d'acier. La PEMFC avec ses auxiliaires forment ensemble le système PEMFC (voir Figure 2.4).

2.1. Analyse technique et composition massique des composants énergétiques

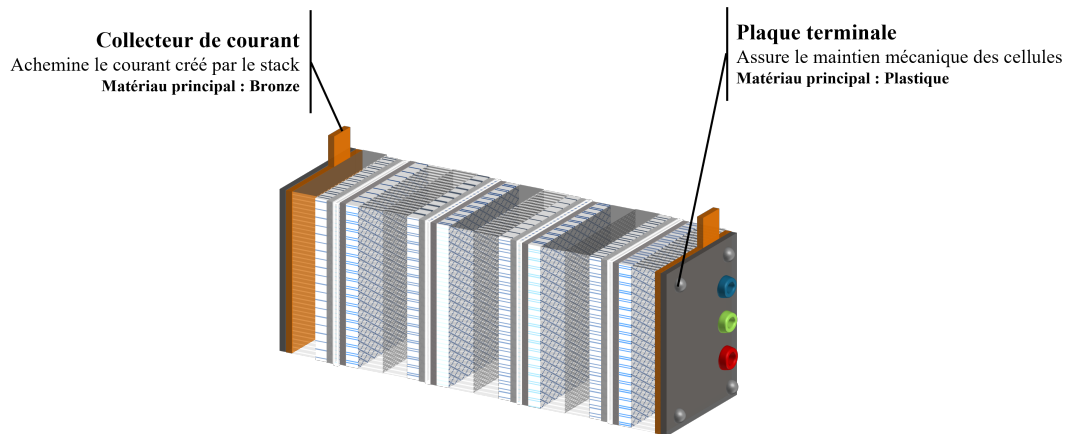


Figure 2.3 – Composition d'un stack

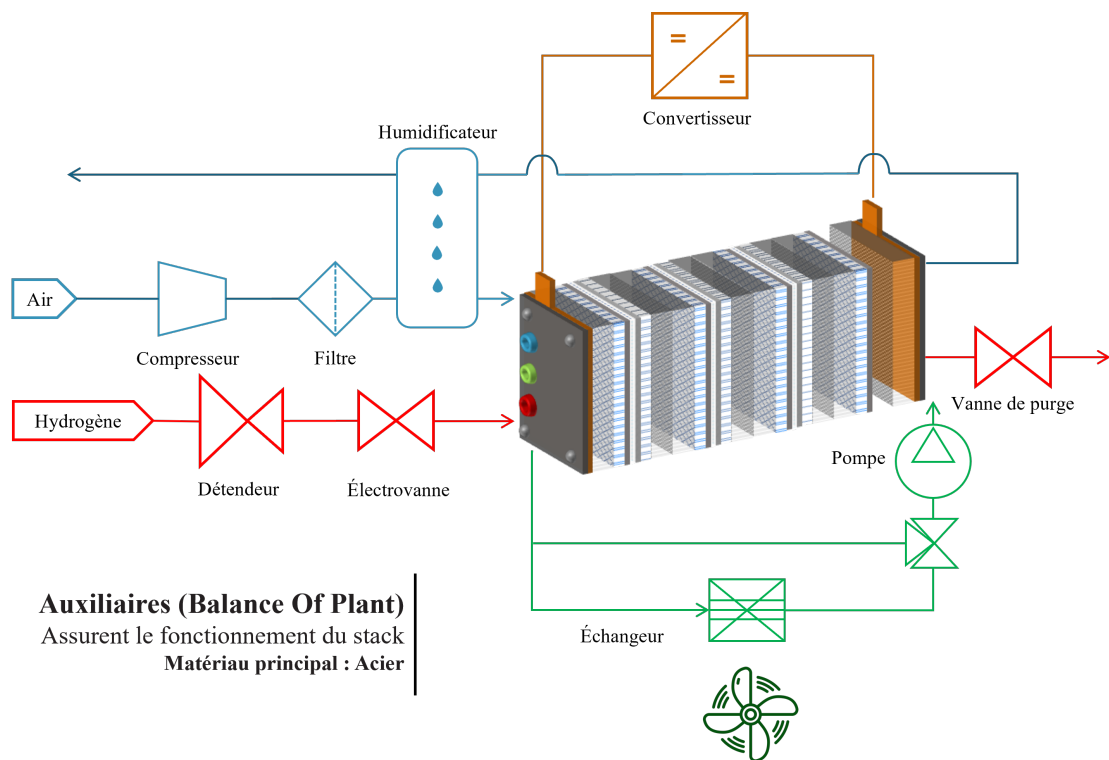


Figure 2.4 – Composition d'un système PEMFC

Réservoir à hydrogène de type IV

Un réservoir d'hydrogène de type IV est principalement composé de matériaux composites renforcés de fibres. La couche intérieure, le liner, est constituée de matériaux polymères tels que le polyéthylène (voir Figure 2.5). Ce matériau empêche les fuites d'hydrogène. Les couches de renforcement sont composées de fibres de carbone et de fibres de verre. Le dôme de protection renforce la durabilité du réservoir et est principalement constitué de plastique. Enfin, le réservoir est équipé d'éléments de sécurité et de soupapes, principalement en acier.

2.1. Analyse technique et composition massique des composants énergétiques

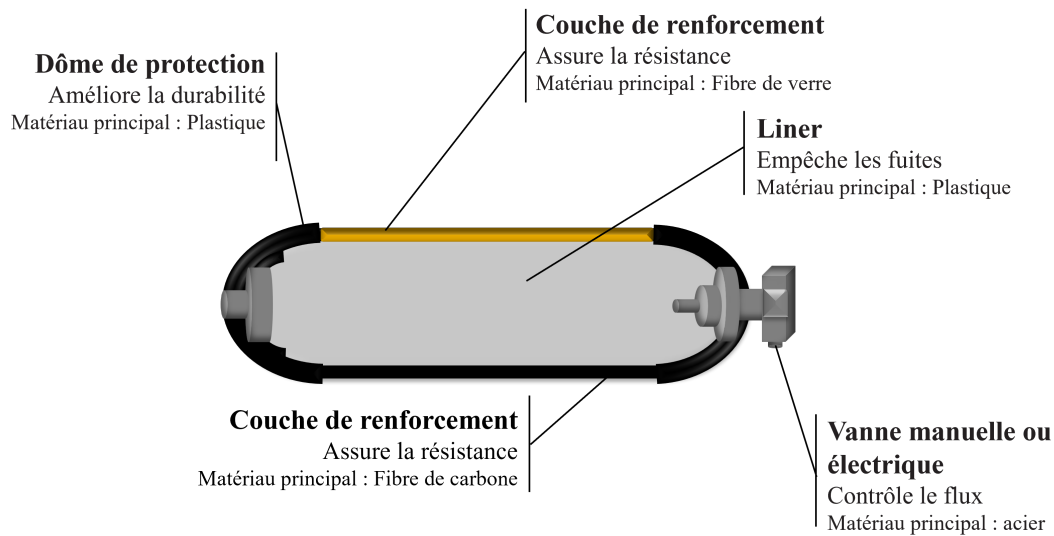


Figure 2.5 – Composition d'un réservoir de type IV

2.1.2.2 Composition massique du système PEMFC et de son réservoir

La composition massique d'un système PEMFC peut varier considérablement en fonction des choix de conception et des matériaux utilisés par les fabricants. La Figure vise à fournir une représentation générale applicable à l'ensemble des systèmes PEMFC disponibles sur le marché.

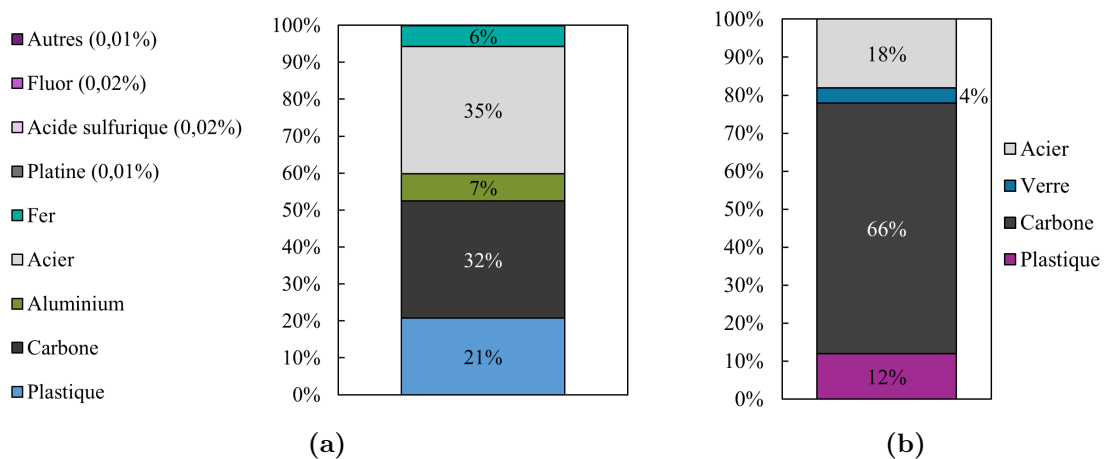


Figure 2.6 – Composition massique pour un système PEMFC (a) et un réservoir de type IV (b)

Un système PEMFC est principalement composé d'acier (35 %) et de carbone (32 %) [STR19]. L'acier se trouve principalement dans les auxiliaires, tandis que le carbone est présent dans tous les éléments d'une pile à hydrogène, principalement pour améliorer la conductivité électrique et renforcer les structures. L'acier inoxydable est le type d'acier prédominant utilisé dans le système de pile à hydrogène. C'est pourquoi, dans la représentation de la répartition de la masse du système (voir Figure 2.6), l'acier inoxydable est distingué du fer. En effet, lors du processus de

2.1. Analyse technique et composition massique des composants énergétiques

recyclage, ces deux matériaux sont traités séparément. Les spécificités détaillées de l'acier inoxydable ne sont pas abordées ici, car elles varient considérablement d'un fabricant à l'autre.

Malgré l'accent mis actuellement sur la réduction de la teneur en platine dans les PEMFC, principalement pour des raisons économiques et environnementales [LIN23 ; LOT21 ; REV21], ce matériau ne représente que 0,01 % de la masse totale du système PEMFC.

La composition massique fournie par [STR19] ne précise pas les éléments contenus dans la membrane PFSA. Cependant, l'extraction de la fluorine dégrade considérablement la qualité de l'eau et peut entraîner une perte de biodiversité. En outre, la santé des travailleurs est menacée par l'utilisation de produits chimiques [RIZ21 ; ARO21]. Pour comprendre l'ampleur de l'influence du fluor sur le potentiel de réchauffement global et les impacts sociétaux d'un système de pile à hydrogène, il est essentiel de connaître sa composition massique. Une membrane PFSA se compose de 57,4 % de tétrafluoroéthylène (TFE) et de 42,6 % d'acide sulfurique [GUI15]. Le TFE lui-même est composé de 57,0 % de fluor. Au final, le fluor représente 32,7 % de la masse d'une membrane PFSA et 0,02 % d'un système de pile à hydrogène.

La composition massique du réservoir de type IV est beaucoup plus simple à étudier. En effet, un réservoir de type IV est composé de près de 2 tiers de carbone, suivi de l'acier à hauteur de 18 %, du plastique à hauteur de 12 % et de la fibre de verre à hauteur de 4 % [LUC20] (voir Figure 2.6).

2.1.2.3 Caractéristiques techniques d'un système PEMFC et de son réservoir

Les systèmes PEMFC sont des dispositifs électrochimiques capables de fonctionner dans une plage de températures de -20 °C à 80 °C. Des recherches sont actuellement menées pour augmenter cette plage de température jusqu'à 120 °C, ce qui conviendrait mieux aux applications de mobilité lourde. Le rendement électrique et pratique d'une PEMFC est d'environ 60 %. Cette réduction de rendement est due aux surtensions d'oxydation de l'hydrogène et de réduction de l'oxygène. Le rendement global d'une PEMFC est ici défini comme le rapport de l'énergie électrique produite par rapport à l'énergie totale utilisée, issue de la consommation d'hydrogène. Cette valeur dépend fortement de l'énergie de combustion choisie, soit le Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS), soit le Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI)². En considérant le PCS, le rendement global est de 46 %, et en considérant le PCI, il s'élève à 54 % [LAM23].

La tension opératoire du stack, et donc sa puissance, dépend du nombre de cellules élémentaires empilées en série. Les stacks conçus aujourd'hui pour le secteur de la mobilité couvrent une large gamme de puissance, allant de 5 kW à 250 kW. Un système PEMFC se compose de nombreux éléments : compresseur d'air, détendeur

2. Le PCS représente l'énergie totale libérée par la combustion complète d'un combustible, incluant l'énergie récupérable sous forme de vapeur d'eau condensée. Le Pouvoir PCI exclut cette énergie de condensation.

2.1. Analyse technique et composition massique des composants énergétiques

d'hydrogène, humidificateur de gaz, pompe de circulation, échangeur de chaleur, etc. Ces auxiliaires représentent 40 % à 50 % du coût total du système, le système d'alimentation en air à lui seul représentant entre 10 % et 21 % du coût [AMI23]. Ces composants influencent également grandement le rendement. En mode stabilisé, un système PEMFC peut atteindre un rendement global de 40 %, mais en régime transitoire, ce rendement dépasse difficilement 35 % [LAM23].

Tableau 2.3. Caractéristiques techniques d'un système PEMFC et d'un réservoir à hydrogène de type IV

| Composants | Système PEMFC | Réservoir type IV 350 bars |
|--|---|---|
| Énergie spécifique (kWh.kg ⁻¹) | | 2,2 <small>Données internes</small> |
| Énergie volumique (Wh.L ⁻¹) | | 163 <small>Données internes</small> |
| Puissance spécifique (W.kg ⁻¹) | 160 <small>Données internes</small> | |
| Puissance volumique (W.L ⁻¹) | 52 <small>Données internes</small> | |
| Durée de vie | 3800 h - 6200 h <small>[OGU21]</small> | 30 ans <small>[NPR24]</small> |
| Coût | 160 €·kW ⁻¹ <small>[GRE23]</small> | 14,8 €·kWh ⁻¹ <small>[BRI22]</small> |

La durée de vie actuelle d'un système PEMFC est d'environ 3800 heures pour une utilisation automobile et peut atteindre jusqu'à 6200 heures pour une application de bus. En effet, une PEMFC utilisée dans une application où un régime stable est privilégié (tel qu'un bus) a une meilleure durabilité qu'une PEMFC utilisée dans le domaine automobile, car cette dernière subit moins de variations de régime [OGU21]. De son côté, Ballard annonce une durabilité pour sa pile à hydrogène FCMOVE[®] supérieure à 20000 heures [BAL24].

Dans le Tableau 2.3, les coûts des systèmes PEMFC et des réservoirs sont donnés pour une production à grande échelle. Pour la mobilité, l'hydrogène comprimé est stocké à 350 bar pour la mobilité lourde et à 700 bar pour la mobilité légère. L'hydrogène comprimé à 350 bar offre une densité de 23 kg.m⁻³. Typiquement, les systèmes de stockage contiennent environ 5 kg d'hydrogène [AMI23].

Enfin, le système PEMFC et le réservoir doivent être considérés comme un ensemble : le système PEMFC génère la puissance, tandis que le réservoir assure l'approvisionnement en énergie. Par conséquent, dans le Tableau 2.3, les énergies ne sont pas indiquées pour le système PEMFC et les puissances ne sont pas spécifiées pour le réservoir.

2.1.3 Supercondensateurs

Les supercondensateurs, en particulier les condensateurs électriques à double couche (EDLC), représentent une solution idéale pour les applications nécessitant de

2.1. Analyse technique et composition massique des composants énergétiques

forts pics de puissance. Cette partie explore en détail les supercondensateurs EDLC : présentation de l'architecture générale de ces dispositifs, analyse de leur composition massique puis caractéristiques techniques.

2.1.3.1 Architecture générale d'un supercondensateur de type EDLC

Les supercondensateurs de type EDLC (Electric Double Layer Capacitor) se composent principalement de deux électrodes chargées, d'un collecteur de courant, d'un séparateur ionique permettant le transfert des ions et d'un électrolyte liquide (voir Figure 2.7).

Les supercondensateurs EDLC fonctionnent principalement grâce à l'effet de double couche électrique formé à l'interface entre l'électrode et l'électrolyte. Ces deux électrodes sont poreuses et immergées dans l'électrolyte. Lorsque les charges électriques s'accumulent sur la première électrode, des charges de polarité opposée sont induites sur la seconde électrode, formant ainsi deux couches chargées séparées d'une très petite distance. Cette accumulation de charge se fait par interaction électrostatique et dépend de la surface disponible des électrodes. La seule réaction électrochimique impliquée est l'adsorption et la désorption de cations et d'anions à la surface des électrodes [BER19 ; LIB18].

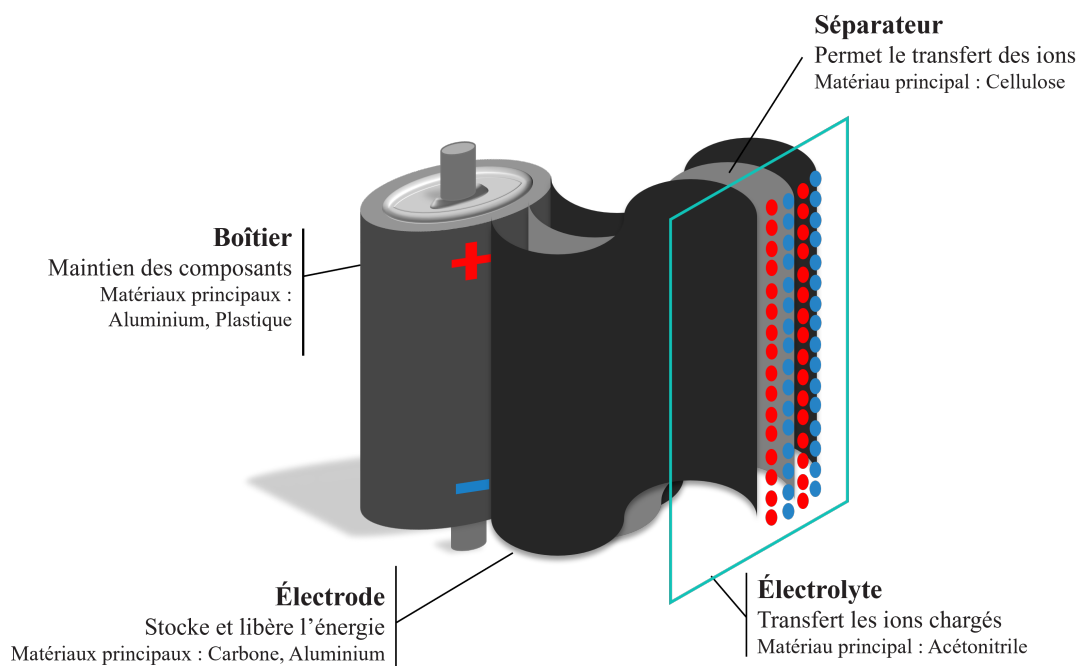


Figure 2.7 – Composition d'un supercondensateur de type EDLC basé carbone actif

2.1.3.2 Composition massique d'un supercondensateur de type EDLC

Parmi les supercondensateurs de type EDLC, deux matériaux peuvent se retrouver comme composant majoritaire à leur électrode : le carbone actif ou le graphène. La composition massique détaillée ci-dessous est celle d'un supercondensateur EDLC basé carbone actif.

2.1. Analyse technique et composition massique des composants énergétiques

Les informations sur la composition massique des supercondensateurs EDLC sont très peu présentes dans la littérature. La composition massique fournie dans la Figure 2.8 est issue de données partagées en interne par un fournisseur.

Les matériaux représentant à eux deux plus de la moitié de la composition massique, à parts égales, sont le carbone et l'aluminium. Environ 15 % du carbone présent dans le supercondensateur EDLC provient de l'électrode et près de 19 % de l'aluminium est contenu dans le boîtier. La catégorie "Autres" contient en majeure partie l'acétonitrile, principal solvant utilisé dans l'électrolyte, composé principalement de fluor et de sel dissous. Le plastique est présent dans les fixations utilisées mais aussi dans les isolants externes au supercondensateur. Le séparateur est composé uniquement de cellulose. Enfin, le fer et le cuivre sont présents en très faibles quantités.

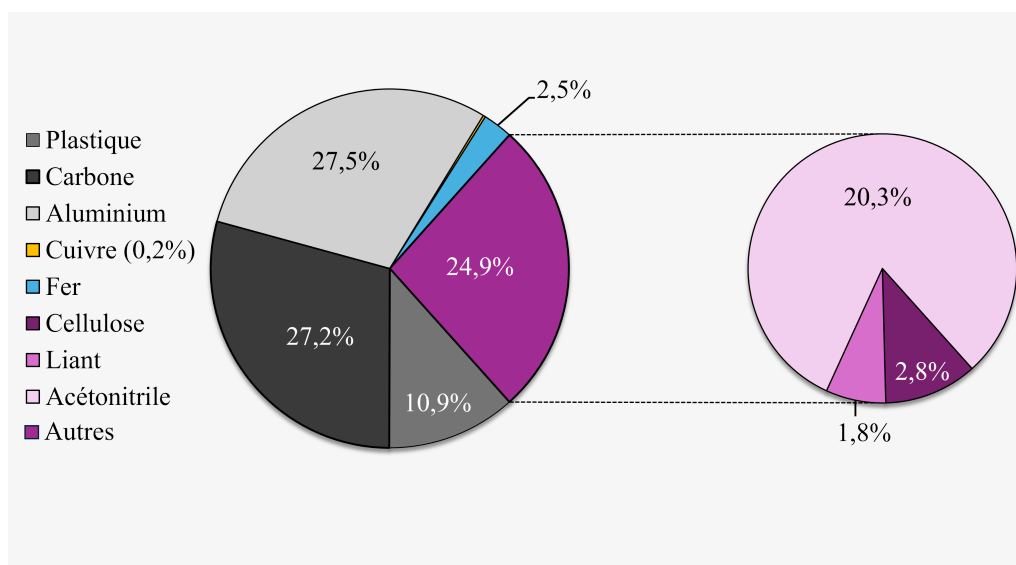


Figure 2.8 – Composition massique d'un supercondensateur de type EDLC basé carbone

2.1.3.3 Caractéristiques techniques des supercondensateurs EDLC basés carbone

Les supercondensateurs de type EDLC sont particulièrement bien adaptés aux applications énergétiques nécessitant une grande stabilité chimique, une faible maintenance et une longue durée de vie. Ces dispositifs offrent une puissance volumique et une puissance spécifique très élevées. Leur principal inconvénient reste leur autodécharge rapide, qui empêche le stockage énergétique de dépasser 2 heures [JAB22]. Les supercondensateurs se distinguent également par leur temps de charge et de décharge extrêmement court, variant de 1 à 30 secondes [ALC14].

Tout comme les batteries, les supercondensateurs peuvent être associés en série et/ou en parallèle pour créer des modules avec une tension nominale plus élevée et une capacité accrue [ALC14]. Maxwell Technologies est l'un des plus grands fabricants de supercondensateurs. Le coût spécifique moyen d'un supercondensateur

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

présenté dans le Tableau 2.4 a été estimé à partir des supercondensateurs EDLC Maxwell commercialisés sur le site Digi-Key.

Tableau 2.4. Caractéristiques techniques des supercondensateurs EDLC basés carbone

| Caractéristiques | Valeurs |
|---|----------------------------|
| Énergie spécifique (Wh.kg ⁻¹) | 5 - 20 [AND20] |
| Énergie volumique (Wh.L ⁻¹) | 11,6 - 28,4 [CHA24; KHA24] |
| Puissance spécifique (kW.kg ⁻¹) | 1,5 - 6 [AND20] |
| Puissance volumique (W.L ⁻¹) | 19 - 5600 [CHA24] |
| Coût (€ kW ⁻¹) | 70 |
| Cycle (-) | 1 000 000 [LIU20] |
| Durée de vie calendaire (années) | 10 - 15 [LAJ14] |
| Tension nominale (V) | 2,7 [LAJ14] |

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

Cette partie se concentre sur les caractéristiques environnementales des composants énergétiques étudiés, et plus particulièrement le potentiel de réchauffement global. Elle est divisée en deux sous-parties principales. La première sous-partie détaille l'étude de la provenance des composants énergétiques, la méthode de calcul des émissions de CO_{2eq} liées au transport, ainsi que la définition de l'indicateur de qualité des données utilisé pour évaluer les incertitudes associées aux résultats. La deuxième sous-partie présente les résultats obtenus pour chaque composant, accompagnés de l'analyse des incertitudes.

2.2.1 Description de la méthode

Les résultats des caractéristiques environnementales des composants, en particulier le potentiel de réchauffement global, sont issus du travail bibliographique présenté dans le Chapitre 1, Partie 1.2.2. Le potentiel de réchauffement global lié au transport des composants depuis leur site de fabrication jusqu'au site d'assemblage du véhicule a été ajouté aux potentiels de réchauffement global déduits de l'étude bibliographique. De plus, la diversité des résultats présentés dans les recherches bibliographiques et la grande variabilité des analyses en cycle de vie conduisent à considérer des incertitudes sur les résultats finaux présentés.

2.2.1.1 Analyse de la provenance des composants

Avant de calculer les émissions liées au transport des composants, les provenances des composants sont étudiées.

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

Batteries

Les régions de production des batteries ont été examinées en consultant les sites de fabrication des fabricants de batteries pour les chimies étudiées. Les régions étudiées incluent l'Asie, les États-Unis, l'Europe et l'Afrique. La répartition de la production mondiale de batteries pour PbA, LFP, NMC, NCA, LMO et LTO à travers les six régions mentionnées est illustrée dans la Figure 2.9. Ces données ont été mises à jour en mars 2024.

Sur les 27 fabricants de batteries PbA, 48 % sont localisés en Asie, dont plus de la moitié en Chine. Les productions sont ensuite réparties entre l'Europe et les États-Unis, avec respectivement 22 % et 26 % de la production. Les 4 % restants proviennent d'Afrique.

La production de batteries au lithium, toutes chimies confondues, est principalement située sur le continent asiatique, à l'exception des batteries NCA, où le marché est dominé par l'Europe. Le marché est ensuite partagé entre l'Europe et les États-Unis [XU22]. Le marché des batteries au lithium est dominé par l'Asie pour plusieurs raisons qui sont expliquées ci-après. La première concerne les ressources en lithium sur ce continent : même si la plupart des réserves mondiales de lithium se trouvent en Amérique latine et en Australie, la Chine possède la plus grande réserve de lithium au monde. La deuxième raison est leur expertise en fabrication : les pays asiatiques ont développé des compétences de pointe dans la fabrication des batteries lithium-ion et maîtrisent toutes les étapes, de la conception des cellules aux packs de batteries. Ces compétences leur ont permis de répondre rapidement à la demande fortement accrue de batteries au lithium ces dernières années. Enfin, la dernière raison concerne les coûts de production : la Chine et d'autres pays asiatiques ont des coûts de production relativement bas grâce à une main-d'œuvre moins chère, des réglementations environnementales plus souples et des subventions gouvernementales. Cependant, l'Europe et les États-Unis commencent également à investir dans la production de batteries au lithium pour réduire leur dépendance aux importations asiatiques [STA20a].

Système PEMFC et réservoir

La localisation de la production des systèmes PEMFC et des réservoirs à hydrogène de type IV a été réalisée en effectuant une recherche des principaux constructeurs. Les résultats sont présentés dans le Tableau 2.5.

En analysant cette liste de constructeurs, il apparaît qu'il est tout à fait possible de concevoir un véhicule électrique-hydrogène avec des composants hydrogène exclusivement produits en France, tels que le système PEMFC et le réservoir. L'Europe est également bien représentée sur le marché des systèmes PEMFC et des réservoirs de type IV. Bien entendu, la liste présentée dans ce tableau n'est pas exhaustive.

2.2. Caractéristiques environnementales des composants



Figure 2.9 – Répartition de la production mondiale de piles. Les zones rouges représentent le continent asiatique, les zones bleues les États-Unis, les zones vertes l'Europe et les zones jaunes l'Afrique du Nord

Tableau 2.5. Provenance des systèmes PEMFC et des réservoirs de type IV

| Technologie | Fabricant | Localisation |
|-------------------|----------------------|---------------------|
| Système PEMFC | Axane, Air liquide | France |
| | Ballard Europe | Norvège |
| | Doosan Fuel Cell | Corée du Sud |
| | EKPO | Allemagne |
| | Horizon fuel cell | Chine |
| | HTWO Hyundai | Corée du Sud |
| | Plug Power | États-Unis |
| | Powercell | Suède |
| | Proton Motor | Allemagne |
| | Symbio | France |
| Réservoir type IV | FORVIA Faurecia | France |
| | HEXAGON Purus | Norvège |
| | Mahytec | France |
| | NPROXX | Allemagne, Pays-Bas |
| | opmobility | Belgique |
| | Quantum Fuel Systems | États-Unis |
| | RotH2 | France |

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

Supercondensateurs

Pour les supercondensateurs, 4 principaux fabricants sont identifiés :

- Maxwell Technologies, qui produit les supercondensateurs en Corée du Sud ;
- VINA Tech, dont la production est également en Corée du Sud ;
- Ioxus, production aux États-Unis ;
- Skeleton, production en Allemagne.

2.2.1.2 Calcul des émissions liées au transport des composants

La méthode de calcul du potentiel de réchauffement global lié au transport de chaque composant comporte plusieurs étapes clés. Tout d’abord, l’énergie spécifique des batteries et leurs principaux sites de production sont déterminés. Ensuite, les distances entre les sites de production des composants et le site d’assemblage du véhicule sont estimées en utilisant différents modes de transport. Un facteur d’émission spécifique à chaque mode de transport est alors appliqué à ces distances [TRA18].

Tableau 2.6. Facteurs d’émissions associés à chaque différent mode de transport

| Mode de transport | Facteur d’émission ($\text{gCO}_{2\text{eq}} \cdot \text{t}^{-1} \cdot \text{km}^{-1}$) |
|----------------------------|---|
| Porte-conteneur | 10,7 |
| Ferry | 73,5 |
| Camion 26 tonnes | 161,0 |
| Camion 40 tonnes | 94,0 |
| Train électrique en Europe | 13,5 |
| Train électrique en France | 1,6 |
| Train diesel | 28,1 |

Le transport des composants se divise en trois grandes catégories : par bateau, par camion et par train. Le transport maritime peut s’effectuer soit par navire porte-conteneurs, soit par ferry. Pour le transport par camion, deux tonnages différents sont utilisés en fonction de la méthode principale de transport choisie pour le trajet. Si la majeure partie du trajet est effectuée par navire porte-conteneurs, un camion de 40 tonnes sera utilisé. Si le transport principal est réalisé par camion ou par train, un camion de 26 tonnes sera employé. En ce qui concerne le transport ferroviaire, trois types de trains sont différenciés : le train diesel, le train électrique utilisé en Europe (hors France) et le train électrique utilisé en France. Ces distinctions sont importantes car elles influencent le facteur d’émission appliqué à chaque mode de transport. En France, le facteur d’émission des trains est beaucoup plus faible qu’en Europe, en raison du faible impact carbone de la production d’électricité. Le facteur d’émission exprime les émissions de CO_2 équivalents rejetées par tonne transportée et par kilomètre parcouru.

Pour simplifier l’étude et uniformiser les calculs d’émissions de transport, un pays représentatif est sélectionné pour chaque région. Le potentiel de réchauffement

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

global lié au transport, noté $PRG_{\text{transport}}$ (exprimé en $\text{kgCO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$), est calculé en sommant le produit des facteurs d'émission Fe (exprimés en $\text{gCO}_{2\text{eq}}.\text{t}^{-1}.\text{km}^{-1}$) et des distances D (en km), puis en divisant le résultat par l'énergie spécifique Es (en $\text{Wh}.\text{kg}^{-1}$), comme indiqué dans l'équation 2.1. Dans cette équation, i représente le type de transport, et n désigne le nombre de types de transport utilisés pour le déplacement des composants.

$$PRG_{\text{transport}} = 10^{-3} \cdot \frac{1}{Es} \sum_{i=1}^n Fe_i \cdot D_i \quad (2.1)$$

Batteries

Les émissions liées au transport varient en fonction du site de production de la batterie, du mode de transport et de l'énergie spécifique utilisée. Les batteries PbA transportées par camion depuis l'Asie présentent le potentiel de réchauffement global le plus élevé, avec $37,4 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$, tandis que les émissions les plus faibles sont observées lors du transport par train depuis l'Europe. Les batteries NMC et NCA, ayant les densités énergétiques les plus élevées ($207,4 \text{ Wh}.\text{kg}^{-1}$ et $200,0 \text{ Wh}.\text{kg}^{-1}$ respectivement), présentent les valeurs d'émissions les plus faibles. Pour le transport par train d'un site de production situé en Allemagne jusqu'au site d'assemblage du véhicule, le potentiel de réchauffement global est de $0,04 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$. En général, les batteries produites en Europe, quel que soit le mode de transport ou la chimie, ont un potentiel de réchauffement global pour leur transport inférieur à $2,3 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$ (voir Figure 2.10). Dans nos travaux de recherches, les batteries utilisées pour le dimensionnement des systèmes proviennent d'Europe, et c'est donc le potentiel de réchauffement global associé au transport des batteries depuis l'Europe qui est retenu.

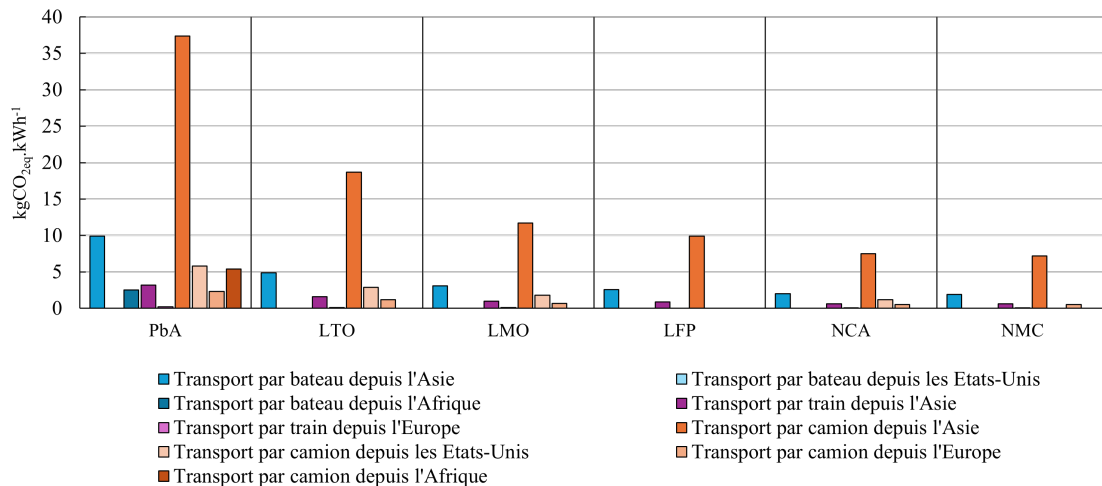


Figure 2.10 – Potentiel de réchauffement global lié au transport des chimies de batterie étudiées selon le pays de fabrication et le mode de transport majoritaire.

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

Système PEMFC et réservoir

Pour le système PEMFC, le potentiel de réchauffement global lié au transport est ramené au kW ; pour son réservoir, le potentiel de réchauffement global est ramené au kWh. En ce qui concerne le transport du système PEMFC, le potentiel de réchauffement global associé à cette étape varie de $0,2 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kW}^{-1}$ à $8,3 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kW}^{-1}$ en fonction du lieu de production du système. Le potentiel de réchauffement global le plus faible est obtenu pour la fabrication du système PEMFC à Lyon avec un transport en camion. En revanche, le potentiel de réchauffement global le plus élevé est observé pour un système PEMFC fabriqué en Chine et transporté en camion. Si ce transport est effectué par train, le potentiel de réchauffement global lié au transport s'élève à $0,9 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kW}^{-1}$.

Pour le transport du réservoir, qu'il soit conçu en Allemagne ou en Belgique, le potentiel de réchauffement global dû au transport s'élève à $0,1 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ si le transport est effectué par camion. En revanche, si le réservoir est fabriqué aux États-Unis puis transporté par bateau, les émissions s'élèvent à $0,2 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$.

Supercondensateurs

Pour le transport des supercondensateurs, trois sites de production sont étudiés : la Corée du Sud, les États-Unis et l'Allemagne. Le potentiel de réchauffement global le plus élevé est obtenu pour le transport des supercondensateurs depuis la Corée du Sud, avec une valeur de $480 \text{ gCO}_{2eq} \cdot \text{kW}^{-1}$. En revanche, le potentiel de réchauffement global le plus faible est observé pour un transport depuis l'Allemagne effectué en train, avec seulement $2 \text{ gCO}_{2eq} \cdot \text{kW}^{-1}$. Si ce transport est effectué en camion, cette valeur augmente jusqu'à $33 \text{ gCO}_{2eq} \cdot \text{kW}^{-1}$.

2.2.1.3 Prise en compte des incertitudes

L'étude des références présentées dans le Chapitre 1, partie 1.2.2, a révélé une diversité tant au niveau de la précision des données que de leur domaine d'étude. Pour distinguer les références les plus solides des autres et éviter d'accorder une importance excessive à des données peu fiables, un indicateur de qualité des données a été utilisé.

Méthodologie de l'évaluation des incertitudes

L'indicateur de qualité des données utilisé est spécifiquement dédié aux références traitant de l'analyse du cycle de vie [WEI13]. Cet indicateur introduit une incertitude dans les résultats présentés en mesurant la validité des données collectées selon 6 facteurs d'incertitude : incertitude de base (U_1), fiabilité (U_2), exhaustivité (U_3), corrélation temporelle (U_4), corrélation géographique (U_5) et corrélation technologique (U_6). Chaque critère est noté de 1 (meilleure qualité) à 5 (qualité par défaut). Ces indicateurs de score sont affectés d'un poids qui dépend du critère étudié et qui varie de 0 à 0,12 (voir Tableau 2.7). Le facteur d'incertitude de base est directement lié à l'unité de l'impact environnemental étudié dans la référence. Dans notre cas, ce facteur d'incertitude de base est égal à 0,0006 pour toutes les références, car

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

toutes traitent des valeurs du potentiel de réchauffement global. La fiabilité vérifie que les données de la référence ont été validées (soit par la littérature, soit par des expériences); l'exhaustivité évalue la représentativité des résultats par rapport à ceux de notre étude; la corrélation temporelle se base sur l'année de publication de la référence; la corrélation géographique indique si la référence étudiée traite de la zone géographique spécifiée dans notre étude; et enfin, la corrélation technologique évalue la provenance des données (entreprises, laboratoires, technologies matures ou en cours de développement).

Tableau 2.7. Facteurs d'incertitudes [WEI13]

| Score de l'indicateur | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-------------------------------------|-------|---------------------|--------|--------|-------|
| Fiabilité (U_2) | 0,000 | 0,0006 | 0,002 | 0,008 | 0,04 |
| Exhaustivité (U_3) | 0,000 | 0,0001 | 0,0006 | 0,002 | 0,008 |
| Corrélation temporelle (U_4) | 0,000 | 0,0002 | 0,002 | 0,008 | 0,04 |
| Corrélation géographique (U_5) | 0,000 | $2,5 \cdot 10^{-5}$ | 0,0001 | 0,0006 | 0,002 |
| Corrélation technologique (U_6) | 0,000 | 0,0006 | 0,008 | 0,04 | 0,12 |

Calcul des incertitudes

La quantification de ces références reflète la pertinence de leur contenu par rapport à l'objet de notre étude. Voici quelques exemples :

- Pour la fiabilité :
 - Score 1 : Les données sont vérifiées et basées sur des mesures ;
 - Score 5 : Les estimations ne sont pas qualifiées.
- Pour la corrélation temporelle :
 - Score 1 : Il y a moins de 3 ans de différence entre la période des données et nos travaux ;
 - Score 5 : La date des données n'est pas connue ou il y a plus de 15 ans de différence par rapport à la période des données et nos travaux.

Un facteur d'incertitude de base (U_1) est également utilisé en fonction du type de valeur considéré dans la référence. Dans le cas de l'étude du potentiel de réchauffement global, le facteur d'incertitude de base est égal à 0,0006. Ce facteur d'incertitude de base représente la valeur de référence pour l'indicateur de qualité.

Une fois les facteurs d'incertitude identifiés pour chaque référence, la variance pour chaque référence σ_{DQI}^2 est calculée, n représentant le nombre de facteurs :

$$\sigma_{\text{DQI}}^2 = \sum_{i=1}^n \sigma_n \quad (2.2)$$

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

La variance de l'ensemble des références, notée σ_{DQIX}^2 , est définie comme la somme quadratique de chaque variance individuelle $\sigma_{\text{DQI}i}^2$.

$$\sigma_{\text{DQIX}}^2 = \sum_{i=1}^m \sigma_{\text{DQI}i}^2 \quad (2.3)$$

X représente le composant énergétique étudié (LFP, NMC, NCA, LMO, LTO, Système PEMFC, Réservoir ou Supercondensateurs); m représente le nombre de références pour :

- Chaque chimie de batterie traitant du potentiel de réchauffement global pour les étapes d'extraction des matériaux et de fabrication de la batterie, sans tenir compte de la part de matériaux recyclés ;
- Le système PEMFC ;
- Le réservoir de type IV ;
- Le supercondensateur de type EDLC.

Un exemple d'application, accompagné de la matrice de pedigree, est présenté dans l'Annexe A.

2.2.2 Potentiel de réchauffement global des composants énergétiques

Cette partie examine le potentiel de réchauffement global des composants énergétiques étudiés dans nos travaux. Les potentiels de réchauffement globaux des batteries, du système PEMFC et de son réservoir à hydrogène, ainsi que des supercondensateurs sont présentés successivement . Chaque résultat est complété par une analyse des incertitudes.

2.2.2.1 Potentiel de réchauffement global des batteries

L'étude du potentiel de réchauffement des batteries se divise en trois parties principales. La première étape consiste à déterminer, à partir des références disponibles, le potentiel de réchauffement global lié à la production des batteries. La deuxième étape vise à évaluer le bénéfice environnemental du recyclage des matériaux. Une fois la répartition des émissions de CO_{2eq} entre les étapes d'extraction des matériaux, de fabrication des batteries et de fin de vie déterminée, les émissions liées au transport sont ajoutées pour obtenir le potentiel de réchauffement global total.

Production des batteries et impact du recyclage

Le potentiel de réchauffement global pour la production de batteries, incluant l'extraction des matériaux et la fabrication des batteries, a été établi à partir de l'étude bibliographique citée dans le Chapitre 1 Partie 1.2.2.1.

Pour les émissions liées à la production de batteries PbA, seules 5 références ont été trouvées [FAN23; KAN13; LIU15; MCM12; YUD22]. Ce faible nombre

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

résulte de l'évolution des intérêts pour les batteries PbA et l'analyse du cycle de vie au fil du temps. Après 2015, l'intérêt pour l'analyse du cycle de vie a augmenté tandis que l'intérêt pour les batteries PbA a diminué, conduisant à moins de publications sur le sujet de l'analyse de cycle de vie des batteries PbA. Quatre références ont été sélectionnées pour nos travaux, [MCM12] étant exclue en raison de valeurs trop faibles comparées aux valeurs annoncées dans les autres références. L'écart-type initial des émissions pour la production de batteries PbA est de $29,8 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$, passant à $30,5 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ avec l'incertitude de la qualité des données (voir Figure 2.11). Le potentiel de réchauffement global moyen pour la production de cette batterie est de $97,2 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$.

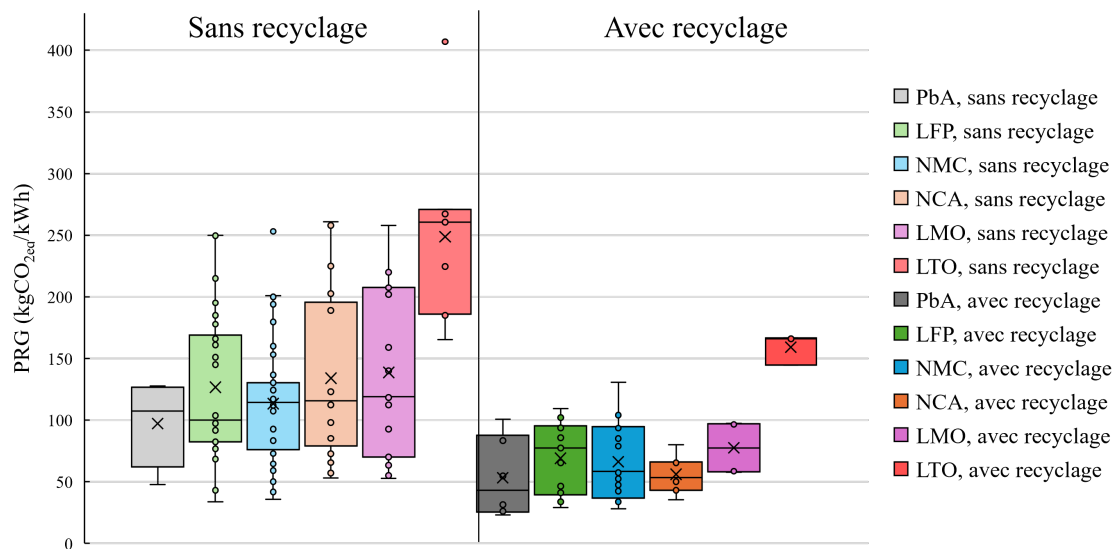


Figure 2.11 – Aperçu du potentiel de réchauffement global associé à la production des batteries : Comparaison des données sur les émissions avec et sans prise en compte du recyclage

Parmi les batteries lithium-ion étudiées, la chimie NMC possède le plus grand nombre de références traitant de son analyse de cycle de vie, la chimie LTO en possède le moins. Les valeurs moyennes du potentiel de réchauffement global trouvées pour la production des batteries NMC, LFP, LMO et NCA sont respectivement de $113,4 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$, $126,7 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$, $136,1 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ et $134,1 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$. Les écarts-types pour le potentiel de réchauffement global des batteries NMC, LFP, LMO et NCA sont respectivement de 45,5, 58,4, 65,0 et $67,5 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$. Ces valeurs augmentent légèrement lorsque l'incertitude sur la qualité des données est prise en compte.

Pour les batteries LTO, seulement 10 références ont été trouvées. En excluant la référence [LE 20a] pour sa valeur extrême, l'écart-type initial est de $41,29 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$. Cette valeur passe à $43,08 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ en considérant l'incertitude sur la qualité des données. Les batteries LTO montrent le potentiel de réchauffement global moyen le plus élevé pour la production ($229,0 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$), probablement en raison de méthodes de production moins matures comparées à d'autres types de batteries [HAN21].

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

Il existe beaucoup moins de références sur l'analyse du cycle de vie des batteries fabriquées à partir de matériaux recyclés que sur celles fabriquées à partir de matériaux vierges. Le plus grand nombre de références traitant du potentiel de réchauffement global lié à la production de batteries lithium avec des matériaux recyclés concerne la chimie NMC, avec 36 % de ces références incluant les matériaux recyclés dans l'analyse de cycle de vie. La chimie LMO est la moins représentée, avec seulement 2 références sur 12. La chimie NCA compte 4 références sur 15, la chimie LTO 2 sur 6, et la chimie LFP a 8 références sur 16 traitant du recyclage par rapport au nombre total de références.

L'écart-type des données concernant les émissions liées à la production des batteries avec des matériaux recyclés est proportionnel au nombre de références trouvées. La chimie LTO présente une très faible incertitude sur sa valeur du potentiel de réchauffement global en raison de l'unique référence trouvée prenant en compte les effets du recyclage. En revanche, la chimie NMC a l'incertitude la plus élevée en raison de la diversité des méthodes de recyclage et des chimies étudiées.

Les valeurs du potentiel de réchauffement global moyen pour la production des batteries avec prise en compte du recyclage sont de :

- 53,3 kgCO_{2eq}.kWh⁻¹ pour la batterie PbA ;
- 69,0 kgCO_{2eq}.kWh⁻¹ pour la batterie LFP ;
- 64,9 kgCO_{2eq}.kWh⁻¹ pour la batterie NMC ;
- 54,3 kgCO_{2eq}.kWh⁻¹ pour la batterie NCA ;
- 77,6 kgCO_{2eq}.kWh⁻¹ pour la batterie LMO ;
- 144,5 kgCO_{2eq}.kWh⁻¹ pour la batterie LTO.

Une réduction du potentiel de réchauffement global comprise entre 27,3 % et 59,5 % grâce au recyclage et à la réintroduction des matériaux dans la chaîne de valeur est observée pour toutes les chimies. Le bénéfice le plus faible est donné pour la chimie LTO et le plus élevée pour la chimie NCA. Ces résultats sont corroborés par diverses études [CHE17 ; JIA22 ; MOH20 ; QUA22 ; SHU21].

Répartition des émissions de production entre l'extraction des matériaux, la fabrication des batteries et leur fin de vie

La production de batteries comprend les étapes d'extraction des matériaux et de fabrication, avec le transport des matériaux de l'extraction à la fabrication inclus dans cette dernière. Différencier ces étapes est crucial pour comprendre les sources d'émissions de CO_{2eq}. Dans l'étape de la production, l'extraction des matériaux représente généralement une part plus élevée des émissions que la fabrication. Par exemple, les batteries PbA se voient attribuer 62 % de leur potentiel de réchauffement global de production à l'extraction de leurs matériaux, principalement en raison de l'extraction du plomb. Le potentiel de réchauffement global de la production des batteries LFP provient à 57 % de l'extraction des matériaux lorsque ces dernières sont fabriquées aux États-Unis. Selon certains facteurs géographiques, les émissions liées à la production des batteries attribuent 60 % à l'extraction des matériaux. Les

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

batteries NCA ont elles, autant d'émissions causées par l'extraction des matériaux que par leur production (voir Figure 2.12).

La fin de vie comprend l'enfouissement, le démantèlement des batteries, ainsi que les étapes de transport interne en fin de vie. La fin de vie a un impact significatif sur le potentiel de réchauffement global. Pour les batteries PbA, la fin de vie représente 12 % des émissions. Les émissions de fin de vie des batteries LFP varient entre 2 % et 48 % selon la méthode de recyclage utilisée, avec une répartition moyenne estimée à 22 %. Les batteries NMC ont entre 11 et 18 % des émissions provenant de la fin de vie (16 % en moyenne), tandis que les émissions de fin de vie des batteries NCA varient représentent de 26 % en moyenne. Les émissions de fin de vie des batteries LMO sont de 13-17 % (14 % en moyenne), et celles des batteries LTO sont estimées à 7 %.

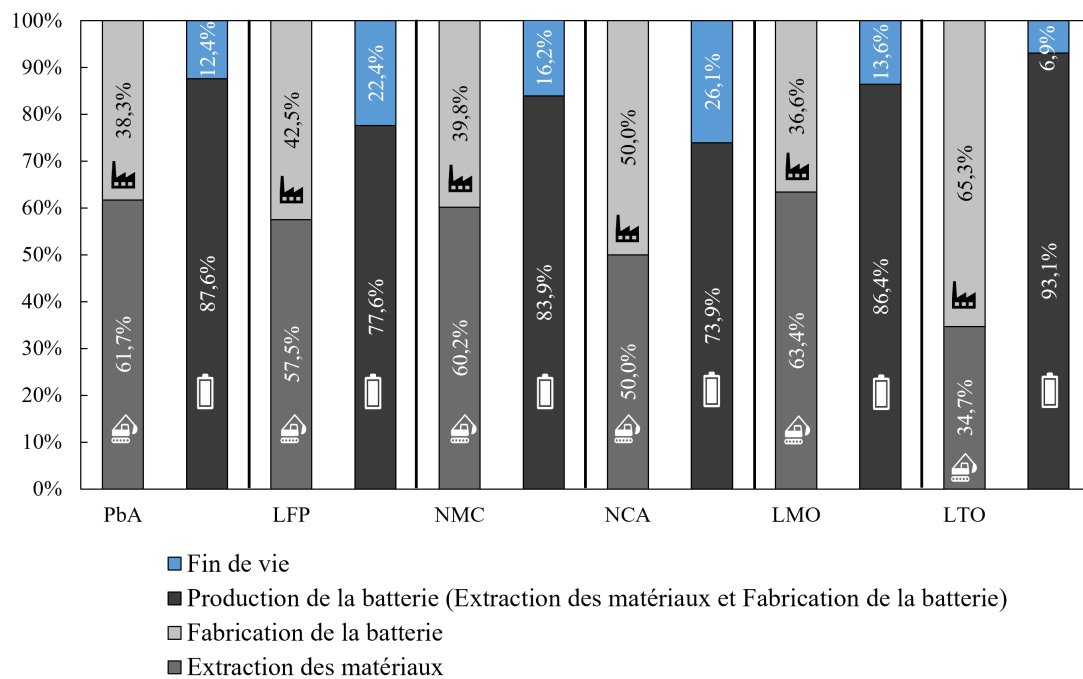


Figure 2.12 – Répartition du potentiel de réchauffement global de la production des batteries entre l'extraction des matières premières et leur fabrication ; présentation de l'impact de la fin de vie par rapport à leur production

Potentiel de réchauffement global total et incertitudes

La batterie PbA présente le potentiel de réchauffement global le plus faible, avec $67,7 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$, tandis que la batterie LTO présente le potentiel le plus élevé, avec $183,2 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$. Cette disparité notable dans les résultats peut être attribuée au manque de maturité technologique de la batterie LTO. En excluant la batterie LTO, les batteries au lithium étudiées ont un potentiel de réchauffement global total moyen de $94,6 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ (voir Figure 2.13).

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

En général, pour les batteries au lithium (à l'exception de la batterie LTO), l'extraction des matériaux contribue à 48,8 % du potentiel de réchauffement global total associé à la production et à la fin de vie. Le recyclage permet de réduire de 39,7 % le potentiel de réchauffement global total, la pile NCA ayant l'impact le plus important, avec une diminution des émissions de 47,1 %. La fin de vie représente un peu plus d'un quart du potentiel de réchauffement global moyen, la valeur la plus élevée étant observée pour la batterie NCA. Dans nos travaux, l'impact du transport est considéré comme négligeable. En optant pour des batteries fabriquées en Europe, le potentiel de réchauffement global lié au transport est quasiment nul. Cependant, si les batteries proviennent de Chine et sont transportées jusqu'au site d'assemblage du véhicule en France, le potentiel de réchauffement global moyen des batteries au lithium, y compris la batterie LTO, augmenterait en moyenne de $2,9 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$. Cette augmentation demeure toutefois marginale, puisqu'elle représente environ 3 % du potentiel de réchauffement global moyen.

Les incertitudes sur le potentiel de réchauffement global des batteries sont calculées pour chaque étape du cycle de vie étudiée, chaque étape ayant une incertitude différente selon les références utilisées. L'incertitude sur le potentiel de réchauffement global total résulte des incertitudes déterminées précédemment pour chaque étape du cycle de vie.

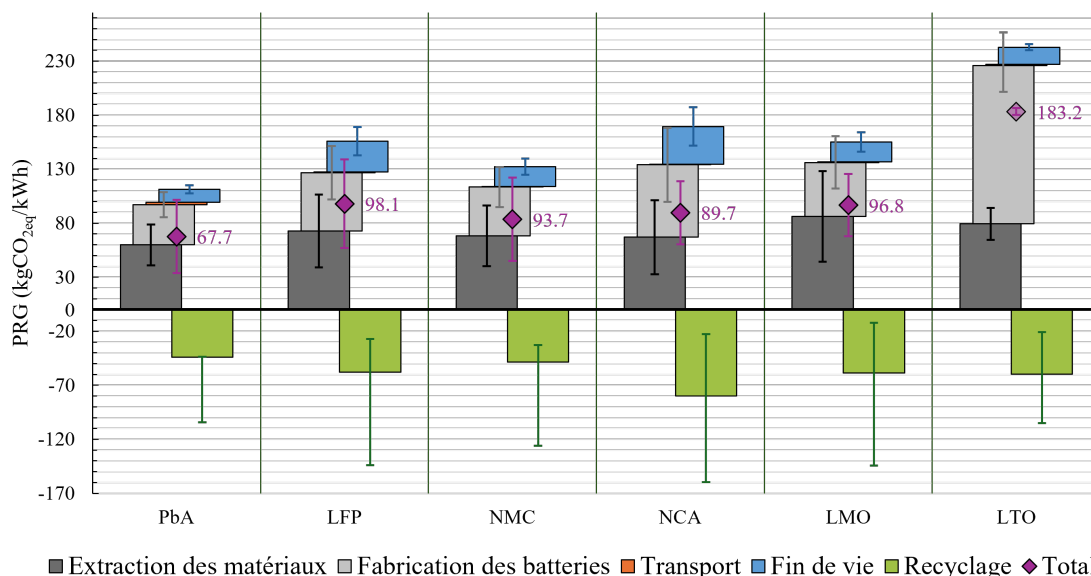


Figure 2.13 – Potentiel de réchauffement global total pour chaque étape du cycle de vie, en tenant compte des incertitudes

Les variations du potentiel de réchauffement global total pour les différentes chimies de batteries (illustrées dans la Figure 2.13) sont significatives. Pour les batteries PbA, ce potentiel oscille entre $41,4, \text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ et $101,5, \text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$. En ce qui concerne les batteries LFP, il varie de $57,1, \text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ à $139,0, \text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$. Les batteries NMC affichent une fourchette allant de $45,2, \text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ à $122,18, \text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$, tandis que les batteries NCA varient entre $60,6, \text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ et $118,8, \text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$. Pour les batteries LMO,

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

les valeurs se situent entre $68,1, \text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ et $125,4, \text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$. Enfin, les batteries LTO présentent une variation comprise entre $180,2, \text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$ et $186,6, \text{kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$.

Les potentiels de réchauffement global des batteries varient considérablement selon la chimie, avec la batterie LTO ayant la plus faible variation et la batterie LFP la plus élevée. Ces incertitudes dépendent largement de la quantité et de la diversité des références disponibles sur le sujet (faible quantité de références pour la chimie LTO, grande quantité de références pour la chimie LFP). De plus, elles varient en fonction des limites fixées dans nos travaux de recherche et peuvent donc différer selon les considérations prises en compte.

2.2.2.2 Potentiel de réchauffement global du système PEMFC et de son réservoir

Les potentiels de réchauffement global du système PEMFC et du réservoir de type IV sont déterminés à partir du travail bibliographique détaillé dans le Chapitre 1 partie 1.2.2.2.

Système PEMFC

Le potentiel de réchauffement global associé à l'extraction des matériaux du stack est tiré de la référence [MOR23]. Pour l'assemblage des composants du stack, incluant l'assemblage des cellules ainsi que la fabrication des membranes et des plaques bipolaires, le potentiel de réchauffement global est déterminé comme la moyenne des valeurs présentées dans les références [LOT21 ; USA21]. De même, le potentiel de réchauffement global pour la production des auxiliaires est calculé comme la moyenne des données issues de ces deux références. Pour la phase de fin de vie, le potentiel de réchauffement global est déterminé selon le pourcentage fourni dans la référence [LOT21], représentant 10 % de la somme des trois potentiels de réchauffement globaux établis pour la production du système PEMFC. Enfin, le potentiel de réchauffement global lié au recyclage permet une réduction de 34,5 % des émissions liées à la production du système PEMFC.

Le système PEMFC utilisé dans nos travaux est conçu proche de Lyon et est transporté jusqu'à notre site d'assemblage par camion. Pour rappel, le potentiel de réchauffement global pour ce transport s'élève à $0,2 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kW}^{-1}$.

En considérant un système PEMFC conçu à Lyon, en France, et des taux de recyclage de 88 % pour le titane, 76 % pour le platine et 40 % pour l'acier, le potentiel de réchauffement global d'un système PEMFC est de $29,7 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kW}^{-1}$ (voir Figure 2.14).

2.2. Caractéristiques environnementales des composants

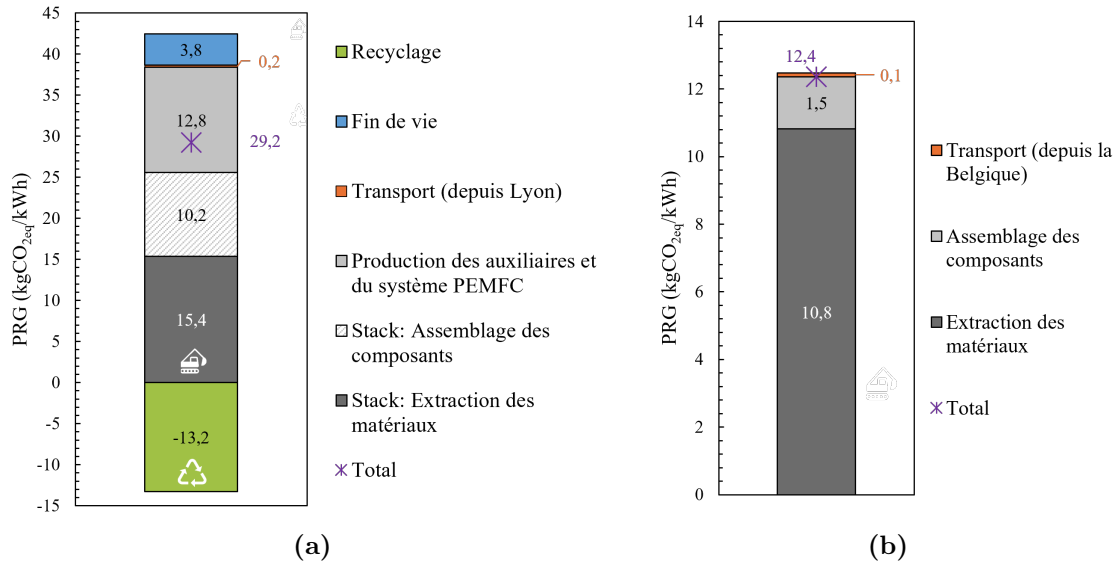


Figure 2.14 – Potentiel de réchauffement global total pour chaque étape du cycle de vie pour (a) un système PEMFC et (b) un réservoir de type IV

Réservoir à hydrogène de type IV

La Figure 2.14 illustre le potentiel de réchauffement global pour la production et le transport du réservoir à hydrogène de type IV. Le recyclage n'est pas pris en compte pour ces réservoirs en raison du manque actuel de faisabilité des méthodes de recyclage de la fibre de carbone. Les émissions liées à la production du réservoir sont une moyenne des valeurs trouvées dans les références [LUC20 ; CHE19 ; STE19]. La répartition du potentiel de réchauffement global entre l'extraction des matériaux et l'assemblage des composants du réservoir est extrait de [CHE19]. Les émissions liées au transport sont calculées depuis la Belgique. Le potentiel de réchauffement global total est donc de $12,40 \text{ kgCO}_{2,eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$, avec 0,9 % de ces émissions attribuées au transport.

Incertitudes sur le potentiel de réchauffement global du système PEMFC et du réservoir

En ce qui concerne les références étudiées pour les systèmes PEMFC, l'incertitude concernant le potentiel de réchauffement global est de 1,14 % pour la référence [USA21], de 1,10 % pour les références [STR19] et [LOT21] et de 1,06 % pour la référence [MOR23]. L'incertitude totale (somme de toutes les incertitudes) sur les valeurs de potentiel de réchauffement global présentées est donc de 4,40 %.

En ce qui concerne les références étudiées pour le réservoir de type 4, l'incertitude concernant le potentiel de réchauffement global est de 1,24 % pour la référence [CHE19], de 1,06 % pour le rapport [LUC20] et de 1,14 % pour la référence [USA21], soit la même incertitude que pour le système PEMFC. L'incertitude totale sur les valeurs du potentiel de réchauffement global présentées est donc de 3,44 %.

2.2.2.3 Potentiel de réchauffement global des supercondensateurs

Les potentiels de réchauffement globaux des supercondensateurs EDLC basés graphène et basés carbone actif sont étudiés puis l'incertitude sur les résultats présentés est donnée.

Comparaison du potentiel de réchauffement global pour différents modes de transport et différents supercondensateurs EDLC

Les valeurs du potentiel de réchauffement global pour les supercondensateurs sont basées sur une seule référence [MAT19]. Cette référence différencie deux types de supercondensateurs EDLC : les supercondensateurs à base de graphène et ceux à base de carbone actif. Les émissions liées au transport des supercondensateurs depuis l'Allemagne jusqu'au site d'assemblage des véhicules en France sont ajoutées à ces résultats. Deux modes de transport sont comparés : par camion et par train.

Bien que les bénéfices du recyclage soient moins perceptibles pour les supercondensateurs à base de carbone par rapport à ceux basés sur le graphène, les supercondensateurs à base de carbone possèdent un potentiel de réchauffement global plus faible. Les différences de potentiel de réchauffement global entre les deux catégories de supercondensateurs sont principalement marquées pour la production de ces derniers. En effet, la production pour un gramme de graphène émet 16 fois plus d'émissions de CO_{2eq} que la production du carbone. Enfin, un transport par train permet de réduire le potentiel de réchauffement global de près de $30 \text{ gCO}_{2eq} \cdot \text{kW}^{-1}$ (voir Figure 2.15). Pour notre dimensionnement et la suite des travaux, nous avons choisi les supercondensateurs à base de carbone. Bien que le transport par train soit le plus avantageux d'un point de vue environnemental, le transport par camion reste aujourd'hui la solution la plus réalisable et la plus couramment utilisée pour le transport de matériel.

Incertitude

En analysant la référence par rapport à l'indicateur de qualité des données, l'incertitude sur les résultats énoncés dans Figure 2.15 est de 4,5 %. Cette incertitude résulte de l'attribution des notations suivantes pour la référence [MAT19] :

- $U_2 = 1$: Les données annoncées sont vérifiées ;
- $U_3 = 3$: La représentation des données est issue de quelques sites ;
- $U_4 = 2$: La différence de temps entre nos travaux et la référence est inférieure à 6 ans ;
- $U_5 = 1$: Les données couvrent la zone géographique étudiée dans nos travaux ;
- $U_6 = 2$: Les données et les procédés sont issues de différentes entreprises.

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

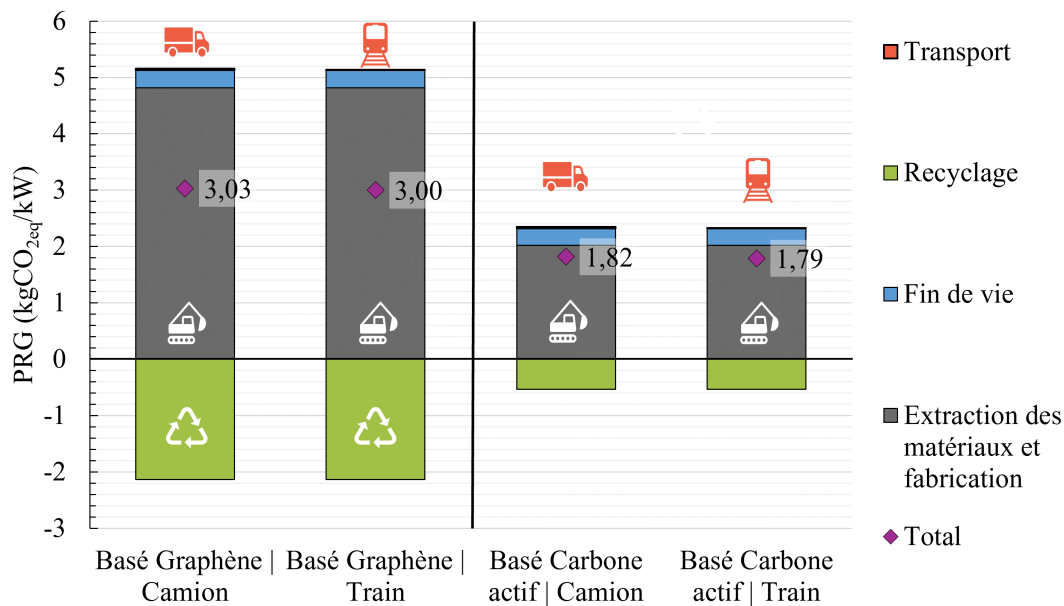


Figure 2.15 – Potentiel de réchauffement global total pour les supercondensateurs de type EDLC

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

Dans un premier temps, les impacts sociétaux, les risques économiques et les enjeux de gouvernance sont évalués pour les matériaux identifiés dans la composition massique de chaque module énergétique (voir Partie 2.1 de ce Chapitre). Une fois cette étude achevée, ces impacts sont intégrés à la composition massique des modules pour en déduire les impacts globaux des composants. Les résultats finaux tiennent compte des incertitudes inhérentes aux évaluations présentées. Enfin, une comparaison multicritères est effectuée entre les différents composants étudiés.

2.3.1 Impacts sociétaux et gouvernementaux des matériaux

Les impacts sociétaux et gouvernementaux de matériaux tels que le carbone, l'aluminium, le fer, le platine, le cuivre, le nickel et le cobalt sont fournis dans les références [LÈB20 ; TRA22]. Pour d'autres matériaux comme le plastique, l'acide sulfurique, le fluor, le carbonate d'éthylène, le plomb, le titane et le phosphore, ces impacts ont dû être évalués. Les matériaux utilisés dans les supercondensateurs, tels que la cellulose, le liant et l'acétonitrile, ne seront pas évalués en raison de la difficulté de traçabilité sur ces substances. Enfin, en raison de la faible teneur en antimoine et en arsenic dans les batteries PbA, et de leur présence exclusive dans ces batteries, les impacts sociétaux de ces matériaux ne sont pas déterminés.

Les impacts sociétaux sont évalués sur une échelle de 0 à 5, 5 étant le facteur ayant l'impact sociétal le plus élevé. Une échelle de couleurs est également attribuée, allant du rouge pour la valeur la plus élevée au vert pour la valeur la plus faible.

2.3.1.1 Impacts sociétaux et gouvernementaux des matériaux par région

Dans un premier temps, les impacts sociétaux et gouvernementaux sont évalués pour chaque région où les matériaux sont produits. Il est essentiel de connaître la répartition de la production au sein de chaque région, car chaque région (Afrique, Asie, Europe, Amérique du Nord, Amérique du Sud et Océanie) présente des disparités en termes d'impacts sociétaux. De plus, pour comprendre les risques économiques liés à la production des matériaux, il est nécessaire d'examiner les risques économiques spécifiques à chaque région avant de considérer les risques à l'échelle mondiale.

Répartition de la production des matériaux au niveau régional et mondial

La répartition de la production mondiale du phosphore, du fluor, du titane, de l'acide sulfurique, du plomb, du plastique et du carbonate d'éthylène est étudiée à partir du site de l'Observatoire de la Complexité Économique (OEC).

Le phosphore et le titane sont principalement produits en Afrique (voir Figure 2.16), avec le Maroc représentant 70 % de la production africaine de phosphore et l'Afrique du Sud 45 % de la production africaine de titane. La production de plastique, incluant le polyéthylène et le polypropylène, est majoritairement concentrée en Asie. Pour le polypropylène, 41 % de la production asiatique provient d'Arabie saoudite et 16 % de Corée du Sud. Pour le polyéthylène, 40 % provient d'Arabie saoudite, suivi de Singapour et de la Corée du Sud avec 11 % chacune.

Le plomb et le carbonate d'éthylène sont produits de manière équilibrée entre l'Europe et l'Asie. En Asie, la Corée du Sud contribue à 30 % de la production de plomb, suivie de l'Inde (15 %) et du Kazakhstan (12 %). En Europe, la production est dominée par le Royaume-Uni (20 %), l'Allemagne (14 %), la Belgique (10 %) et la Russie (9 %). Pour le carbonate d'éthylène, 37 % de la production asiatique provient de Turquie et 25 % de la production européenne de l'Allemagne.

Pour l'acide sulfurique, les principaux producteurs sont le Canada (64 % en Amérique du Nord) et l'Allemagne (19 % en Europe), avec une production répartie de manière homogène entre l'Espagne, la Belgique, la Finlande et la Suède.

Impacts sociétaux, risque économique et enjeux de gouvernance des matériaux par région

Pour chaque site de production et pour chaque matériau, un facteur allant de 1 à 3 est attribué, comme décrit dans la sous-partie 1.2.3.1 du Chapitre 1. Ce facteur correspond aux trois zones d'impact qui répartissent les effets de l'extraction minière au niveau mondial selon trois catégories : impact non significatif, impact peu significatif et impact significatif. Ce facteur est attribué pour chaque catégorie d'impact sociétal : vulnérabilité sociale, utilisation des terres et impacts sur les communautés. De plus, un indicateur de gouvernance mondiale est attribué à chaque site de production et à chaque matériau. Cet indicateur provient du site "Worldwide Governance Indicators", qui fournit des données pour plus de 200 pays. Pour chaque site de production, un indicateur moyen est calculé, correspondant à la moyenne de

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

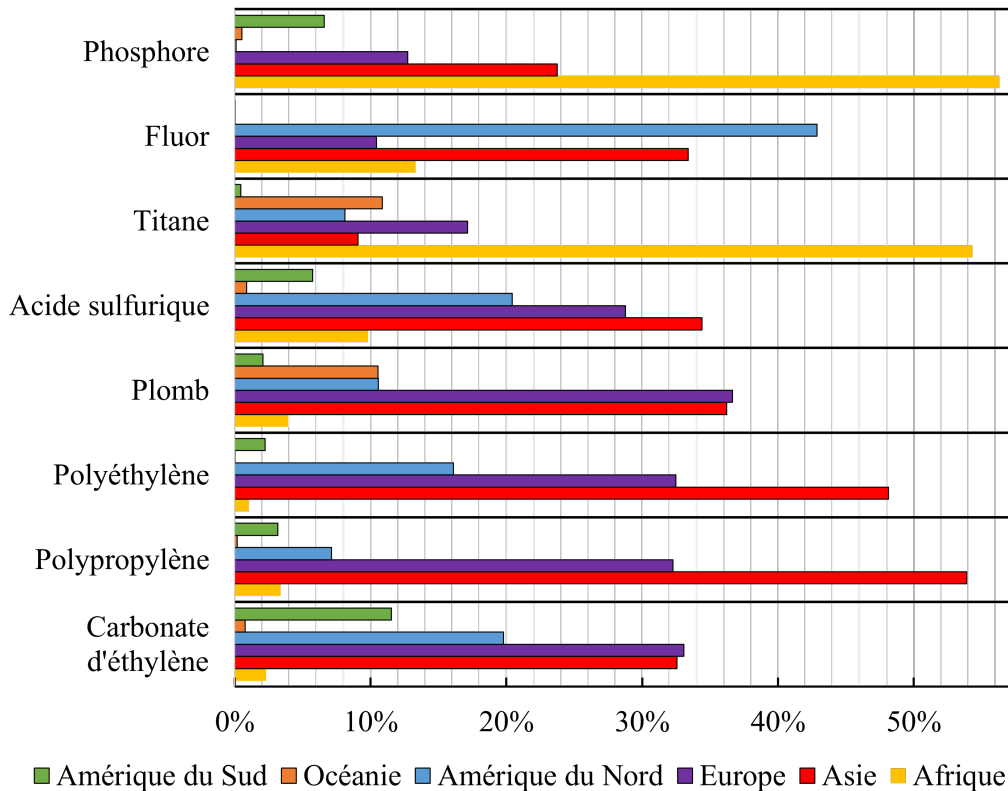


Figure 2.16 – Répartition de la production mondiale des matériaux en 2023

six indicateurs de gouvernance, décrits dans la sous-partie 1.2.3.3 du Chapitre 1. L'IHH par région est calculé en utilisant les données de la répartition de la production selon l'équation 1.1. Pour déterminer les impacts sociétaux et l'indicateur de gouvernance mondiale pour chaque région de production des matériaux, la moyenne arithmétique des impacts ou des indicateurs de tous les sites de production de la région est calculée. Dans le Tableau 2.8, tous les impacts et indicateurs sont normalisés sur une échelle de 0 à 5 : 0 représentant un faible impact (couleur verte) et 5 un fort impact (couleur rouge). L'Annexe B présente de manière détaillée la méthodologie employée pour la détermination des impacts sociétaux, en prenant le titane comme étude de cas.

Tableau 2.8. Impacts sociétaux et gouvernementaux des matériaux par région

| Région | Vulnérabilité sociale | Utilisation des terres | Impacts sur les communautés | WGI | IHH |
|--------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|------|------|
| Carbonate éthylène | | | | | |
| Afrique | 4,86 | 2,5 | 3,54 | 3,03 | 2,10 |
| Asie | 2,67 | 2,03 | 2,91 | 2,55 | 2,10 |
| Europe | 1,15 | 1,92 | 4,55 | 1,88 | 3,21 |
| Amérique du Nord | 4,52 | 3,81 | 3,57 | 2,53 | 2,94 |
| Océanie | 1,25 | 2,08 | 1,25 | 1,89 | 2,33 |

Suite à la page suivante

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

| Région | Vulnérabilité sociale | Utilisation des terres | Impacts sur les communautés | WGI | IHH |
|------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|------|------|
| Amérique du Sud | 4,00 | 3,25 | 1,25 | 2,83 | 2,63 |
| Plastique | | | | | |
| Afrique | 5,00 | 3,03 | 3,91 | 2,57 | 2,40 |
| Asie | 2,62 | 2,20 | 2,89 | 2,43 | 2,02 |
| Europe | 1,14 | 2,14 | 4,55 | 2,47 | 3,14 |
| Amérique du Nord | 4,46 | 3,52 | 2,70 | 2,45 | 2,53 |
| Océanie | 0,27 | 0,82 | 0,27 | 1,9 | 3,00 |
| Amérique du Sud | 3,92 | 3,41 | 1,15 | 2,55 | 2,37 |
| Plomb | | | | | |
| Afrique | 4,83 | 2,07 | 3,19 | 3,26 | 4,28 |
| Asie | 2,5 | 2,26 | 2,56 | 2,73 | 3,88 |
| Europe | 1,25 | 1,94 | 4,51 | 1,71 | 1,91 |
| Amérique du Nord | 4,50 | 4,75 | 4,75 | 2,36 | 2,29 |
| Océanie | 0,63 | 1,25 | 0,63 | 1,34 | 3,00 |
| Amérique du Sud | 3,89 | 3,06 | 1,39 | 2,89 | 2,04 |
| Acide sulfurique | | | | | |
| Afrique | 4,75 | 2,50 | 3,63 | 3,20 | 2,68 |
| Asie | 3,15 | 1,85 | 3,04 | 2,39 | 4,92 |
| Europe | 1,36 | 2,00 | 4,36 | 1,63 | 1,97 |
| Amérique du Nord | 4,32 | 3,86 | 3,41 | 2,44 | 2,35 |
| Océanie | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 0,90 | 3,00 |
| Amérique du Sud | 3,33 | 3,75 | 1,67 | 2,36 | 2,87 |
| Titane | | | | | |
| Afrique | 5,00 | 1,83 | 3,00 | 3,17 | 2,07 |
| Asie | 2,76 | 1,05 | 2,76 | 2,28 | 2,13 |
| Europe | 1,30 | 1,90 | 4,30 | 1,59 | 2,22 |
| Amérique du Nord | 3,13 | 3,75 | 2,50 | 1,66 | 2,40 |
| Océanie | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 0,90 | 3,00 |
| Amérique du Sud | 5,00 | 4,00 | 1,00 | 2,86 | 2,98 |
| Fluor | | | | | |
| Afrique | 5,00 | 3,33 | 1,67 | 2,85 | 2,59 |
| Asie | 3,38 | 1,47 | 3,09 | 2,39 | 2,26 |

Suite à la page suivante

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

| Région | Vulnérabilité sociale | Utilisation des terres | Impacts sur les communautés | WGI | IHH |
|------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|------|------|
| Europe | 1,41 | 1,85 | 4,24 | 1,65 | 2,02 |
| Amérique du Nord | 3,33 | 4,17 | 3,33 | 1,83 | 2,67 |
| Océanie | 2,50 | 2,50 | 2,50 | 1,00 | 3,00 |
| Amérique du Sud | 0,00 | 2,50 | 2,50 | 2,24 | 2,97 |
| Phosphore | | | | | |
| Afrique | 4,72 | 2,92 | 3,75 | 3,13 | 2,39 |
| Asie | 2,33 | 1,72 | 2,76 | 2,52 | 2,35 |
| Europe | 1,29 | 2,10 | 4,60 | 1,67 | 2,66 |
| Amérique du Nord | 4,29 | 3,21 | 2,86 | 2,27 | 2,32 |
| Océanie | 0,83 | 1,67 | 0,83 | 1,43 | 2,43 |
| Amérique du Sud | 4,00 | 4,00 | 1,00 | 2,68 | 2,99 |

Ces facteurs n'ont pas été déterminés pour l'acier. Comme l'acier est composé de plus de 98 % de fer, ses impacts sociétaux sont considérés comme similaires à ceux du fer. Pour évaluer les impacts sociétaux du plastique, la production de propylène et de polyéthylène a été initialement différenciée. Une fois les différents facteurs sociétaux attribués à ces deux sous-éléments, les impacts sociétaux du plastique ont été définis en multipliant les impacts sociétaux du propylène et du polyéthylène par leur répartition de production.

En général, le facteur de vulnérabilité sociale est élevé en Afrique et sur le continent américain. En Afrique, les causes principales sont liées à la pauvreté, ainsi qu'au manque d'accès aux besoins de base tels que l'eau potable, la nourriture et l'éducation. Sur le continent américain, la valeur élevée de ce facteur est principalement due aux disparités de richesse et à l'accès limité aux soins de santé. En Europe, l'impact significatif sur les communautés est attribué aux conflits miniers en Espagne, au Portugal, en Allemagne de l'Est et dans les Balkans [PAR22].

L'impact sociétal global le plus élevé est observé pour le platine. En effet, plus de 84 % des ressources en platine sont situées en Afrique du Sud, une région où la vulnérabilité sociale, l'utilisation des terres et l'impact sur les communautés locales posent un risque élevé. En revanche, l'extraction du fer et de l'aluminium se fait dans des régions où l'impact sociétal est modéré, telles que l'Australie ou le Canada, ce qui confère à ces matériaux l'impact global le plus faible.

Globalement, le risque de gouvernance est le plus élevé en Afrique, et le plus faible en Europe, en Amérique du Nord et en Océanie. Le risque économique pour le carbonate d'éthylène, le plastique, le titane, le fluor et le phosphore est moyen. En revanche, pour le plomb, il existe un risque élevé de monopole du marché en Afrique et en Asie, similaire à celui observé pour l'acide sulfurique.

2.3.1.2 Impacts sociétaux et gouvernementaux des matériaux au niveau mondial

Une fois les impacts sociétaux et gouvernementaux trouvés pour chaque région de chaque matériau produit, les impacts sociétaux et gouvernementaux globaux sont déterminés.

Détermination des impacts sociétaux et gouvernementaux globaux

Les impacts sociétaux globaux et les indicateurs de gouvernance mondiale pour chaque matériau j sont déterminés en pondérant ces facteurs par le taux de production τ de chaque région. Le taux de production représente la part de production de chaque région pour un matériau donné, par rapport à la production mondiale. Ainsi, les impacts sociétaux et les indicateurs de gouvernance mondiale globaux F sont calculés comme la somme des produits de l'impact ou de l'indicateur par région f , multipliés par leur taux de production respectif.

$$F_j = \sum_{i=1}^n \tau_i f_{j,i} \quad (2.4)$$

Dans cette équation, n représente le nombre de régions.

L'indice Herfindahl-Hirschman global est calculé comme la moyenne arithmétique des indices régionaux et de l'indice mondial. Il est crucial d'évaluer les risques non seulement à l'échelle régionale, mais aussi à l'échelle mondiale, car les enjeux et les risques diffèrent. L'IHH régional est déterminé en fonction de la répartition de la production au sein de chaque région, tandis que l'IHH mondial est calculé en utilisant la répartition de la production à l'échelle mondiale, comme précisé dans la Figure 2.16.

Impacts sociétaux et gouvernementaux pour chaque matériau

Les valeurs de l'indicateur de gouvernance mondiale, de l'indice Herfindahl-Hirschman mondial et de l'indice Herfindahl-Hirschman global sont présentées dans le Tableau 2.9. Globalement, l'IHH, et donc le risque de concentration sur le marché, est sensiblement équivalent pour tous les matériaux étudiés : toutes les valeurs se situent dans la plage de variation de 2 à 3, correspondant à un risque modéré. En ce qui concerne l'indicateur de gouvernance mondiale, la valeur globale la plus élevée est observée pour le carbonate d'éthylène.

Les impacts sociétaux et gouvernementaux pour chaque matériau sont présentés dans le Tableau 2.10. L'impact sociétal global représente la moyenne arithmétique des 3 sous-impacts sociétaux qui sont la vulnérabilité sociale, l'utilisation des terres et les impacts sur les communautés. La gouvernance globale représente la moyenne arithmétique entre l'indicateur de gouvernance mondiale et l'indice Herfindahl-Hirschman global trouvé pour chaque matériau. Les impacts sociétaux totaux représentent la moyenne arithmétique de l'impact sociétal global et de la gouvernance globale. Les impacts sociétaux et gouvernementaux du lithium, du

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

nickel, du manganèse et du cobalt sont donnés dans les références [LÈB20 ; TRA22]. Les impacts sociétaux et gouvernementaux du cuivre, du fer, de l'aluminium et du platine sont donnés dans la référence [LÈB20]. Enfin, les impacts sociétaux et gouvernementaux du carbone sont donnés dans la référence [TRA22].

Tableau 2.9. Impacts gouvernementaux pour chaque matériau

| Éléments | IHH_{mondial} | IHH_{global} | WGI_{global} |
|--------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Carbonate éthylène | 2,09 | 2,48 | 3,40 |
| Plastique | 2,23 | 2,52 | 2,43 |
| Plomb | 2,11 | 2,79 | 2,19 |
| Acide sulfurique | 2,07 | 2,84 | 2,25 |
| Titane | 2,19 | 2,43 | 2,45 |
| Fluor | 2,15 | 2,52 | 2,13 |
| Phosphore | 2,24 | 2,48 | 2,76 |

En termes d'impacts sociétaux et de gouvernance, le cobalt est le matériau le plus problématique et nécessite une attention particulière quant à son utilisation. Le platine, le fluor, le phosphore et le plomb montrent également des impacts sociétaux significatifs. Les matériaux tels que le plastique, le carbone, le manganèse et le cuivre sont associés à des impacts sociétaux et des risques de gouvernance plus faibles, les rendant relativement moins problématiques dans leur intégration dans les composants.

Incertitudes sur les impacts sociétaux et gouvernementaux des matériaux

Lors de l'attribution des facteurs sociétaux aux sites de production de matériaux, certains d'entre eux sont situés dans des zones non définies. Les zones non définies correspondent à des sites de production de matériaux situés en dehors des zones d'impact spécifiées dans la référence [LÈB20]. Pour ces sites, le facteur sociétal choisi correspond à celui de la zone voisine la plus proche. Ainsi, le rapport entre le nombre de sites de production appartenant à une zone non définie et le nombre de sites de production dans une zone définie constitue une incertitude ΔF . Cette incertitude est calculée pour chaque matériau et pour chaque facteur.

$$\Delta F_j = \frac{s_{\text{inconnu},j}}{s_{\text{total},j}} \quad (2.5)$$

s_{inconnu} représente les zones non définies, s_{total} le nombre total de sites de production et j représente le facteur étudié. L'incertitude globale ΔF dans le Tableau 2.11 est la moyenne arithmétique de l'incertitude des trois impacts sociétaux.

L'incertitude moyenne pour tous ces matériaux est de 25,6 % : environ un quart des sites de production se situent en dehors des zones où les facteurs sociétaux sont définis. L'incertitude concernant les impacts sociétaux du fer, du platine, de l'aluminium et du plastique n'est pas fournie dans les références [TRA22 ; LÈB20] ; elle est donc considérée comme égale à 0 % pour ces matériaux. L'incertitude pour l'acier est la même que pour le fer, à savoir 0 %.

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

Tableau 2.10. Impacts sociétaux et gouvernementaux pour chaque matériau : Tableau récapitulatif

| Éléments | Vulnérabilité sociale | Utilisation des terres | Impacts sur les communautés | Impact sociétal global | Gouvernance globale | Impacts sociétaux totaux |
|--------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|------------------------|---------------------|--------------------------|
| Acide sulfurique | 2,21 | 3,47 | 3,98 | 3,22 | 2,54 | 2,88 |
| Aluminium | 3,00 | 4,00 | 1,00 | 2,67 | 4,00 | 3,34 |
| Carbonate éthylène | 2,73 | 2,50 | 3,39 | 2,87 | 2,94 | 2,91 |
| Carbone | 1,67 | 3,33 | 3,33 | 2,78 | 5,00 | 3,89 |
| Cobalt | 5,00 | 5,00 | 5,00 | 5,00 | 5,00 | 5,00 |
| Cuivre | 1,00 | 2,00 | 4,00 | 2,33 | 1,00 | 1,67 |
| Fer et Acier | 2,00 | 4,00 | 2,00 | 2,67 | 2,00 | 2,34 |
| fluor | 3,95 | 3,63 | 3,78 | 3,79 | 2,48 | 3,14 |
| Lithium | 1,00 | 1,00 | 2,00 | 1,33 | 3,00 | 2,17 |
| Manganèse | 1,67 | 3,33 | 3,33 | 2,78 | 3,00 | 2,89 |
| Nickel | 2,00 | 3,00 | 2,00 | 2,33 | 3,00 | 2,67 |
| Platine | 4,25 | 4,00 | 3,90 | 4,05 | 1,50 | 2,78 |
| Plastique | 1,98 | 3,15 | 3,73 | 2,95 | 2,48 | 2,87 |
| Plomb | 2,17 | 3,30 | 4,05 | 3,17 | 2,49 | 2,83 |
| Phosphore | 4,15 | 3,47 | 4,00 | 3,87 | 2,62 | 3,25 |
| Titane | 3,95 | 3,10 | 3,55 | 3,53 | 2,44 | 2,99 |

En ce qui concerne les impacts gouvernementaux, la détermination de l'incertitude pour l'indice Herfindahl-Hirschman est considérée à 0%. Ce facteur se basant uniquement sur la répartition de la production des sites, aucune incertitude évidente à prendre en compte apparaît. L'incertitude pour les indicateurs de gouvernance globale est considérée comme étant égale à 10,00%, quel que soit le matériau ou la région étudiée. Cette incertitude provient de deux sources : la première reflète les erreurs de perception des experts, tandis que la seconde provient de la différence entre l'indicateur mesuré et sa perception basée sur les pratiques culturelles du pays étudié [COM21c].

2.3.2 Impacts sociétaux et gouvernementaux des composants

Après avoir présenté les incertitudes liées à ces impacts, une analyse détaillée est effectuée pour évaluer les effets sur les communautés locales, l'utilisation des terres et la gouvernance dans les régions de production des matériaux. Ces impacts sont ensuite comparés et discutés, notamment en tenant compte du potentiel de recyclabilité des composants, un facteur clé pour minimiser les risques et améliorer la durabilité des systèmes énergétiques.

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

Tableau 2.11. Incertitude sur les impacts sociétaux, pour chaque matériaux

| Éléments | Vulnérabilité sociale | Utilisation des terres | Impacts sur les communautés | ΔF |
|--------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|------------|
| Carbonate éthylène | 28,39 % | 36,77 % | 30,97 % | 32,04 % |
| Plastique | 26,39 % | 22,46 % | 28,78 % | 25,88 % |
| Plomb | 24,81 % | 27,13 % | 31,01 % | 27,65 % |
| Acide sulfurique | 14,43 % | 24,74 % | 27,84 % | 22,34 % |
| Titane | 20,00 % | 25,71 % | 18,57 % | 21,43 % |
| fluor | 26,53 % | 26,53 % | 24,49 % | 25,85 % |
| Phosphore | 26,88 % | 24,73 % | 20,43 % | 24,01 % |

2.3.2.1 Incertitudes concernant la définition des impacts sociétaux et gouvernementaux des composants

L'incertitude des impacts sociétaux et gouvernementaux des composants dépend de trois types d'incertitudes :

- L'incertitude sociétale ΔF_X ;
- L'incertitude gouvernementale Δg_X ;
- L'incertitude sur la composition massique Δm_X .

Incertainde sociétale et gouvernementale

L'incertitude sociétale des composants énergétiques ΔF_X , avec X représentant le composant étudié, est constituée de l'incertitude liée aux impacts sociétaux des matériaux ΔF . L'incertitude ΔF_X est calculée comme étant la somme des incertitudes liées aux matériaux multipliée par leurs fractions massiques w_X dans la batterie étudiée (voir équation 2.6).

$$\Delta F_X = \sum_{i=1}^m w_{Xi} \cdot \Delta F_i \quad (2.6)$$

Avec i représentant le matériau étudié, et m le nombre de matériaux qualifiés dans la composition massique des composants énergétiques.

L'incertitude concernant l'impact gouvernemental Δg_X des composants est constante pour tous les composants étudiés et est indépendante de la fraction massique des matériaux. Cette incertitude est fixée à 10 %.

Incertainde sur la composition massique

La troisième incertitude Δm_X à prendre en compte avant de définir l'incertitude globale Δ_X pour les composants est liée à la composition massique. Cette incertitude concerne les matériaux classés dans la catégorie "Autres éléments" ou ceux dont l'impact sociétal et gouvernemental n'a pas été défini, comme par exemple la fibre de verre utilisée pour le réservoir de type IV.

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

Incertitude globale

L'incertitude globale Δ_X est définie comme la racine carrée de la somme de ces trois incertitudes élevée au carré (voir équation 2.7).

$$\Delta_X = \sqrt{\Delta F_X^2 + \Delta g_X^2 + \Delta m_X^2} \quad (2.7)$$

Les incertitudes globales pour chaque composant sont définies dans la Figure 2.17 par les barres verticales.

2.3.2.2 Impacts sociétaux et gouvernementaux des composants énergétiques

Les résultats des impacts sociétaux-gouvernementaux des composants sont présentés. Ces résultats sont à considérer avec attention : en fonction de la teneur en matériaux recyclés, ces impacts peuvent varier.

Comparaison sociétale et gouvernementale des composants

La Figure 2.17 permet de visualiser clairement les niveaux d'impacts des différents composants énergétiques. Les impacts sont évalués selon une échelle de couleur allant du vert (faible impact) au rouge (fort impact). Les lignes verticales sur les barres des impacts sociétaux-gouvernementaux indiquent les marges d'incertitude. L'impact sociétal-gouvernemental représente la moyenne arithmétique des trois impacts sociétaux (impacts sur les communautés, utilisation des terres et vulnérabilité sociale) et du risque de gouvernance.

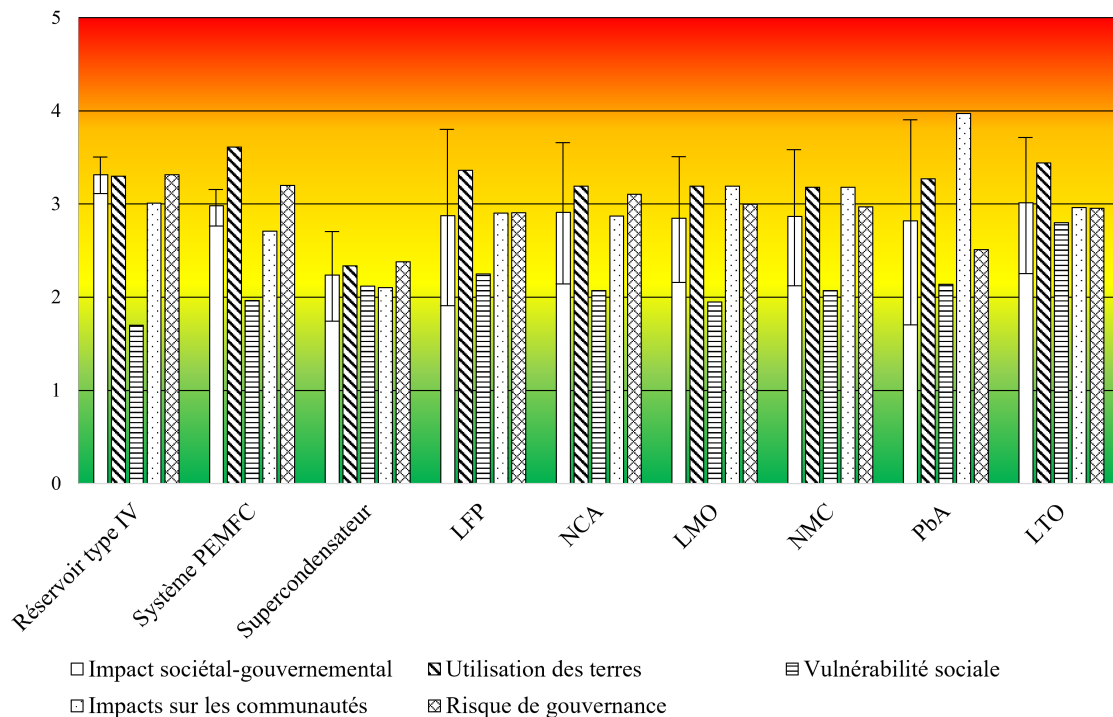


Figure 2.17 – Impacts sociétaux et gouvernementaux des composants

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

Parmi tous les composants présentés, le supercondensateur EDLC est celui qui présente l'impact sociétal-gouvernemental le plus faible. En revanche, le réservoir de type IV affiche l'impact sociétal-gouvernemental le plus élevé. En se concentrant uniquement sur l'impact sociétal-gouvernemental des batteries, il est difficile de déterminer quelle technologie est la moins impactante, d'où l'importance de la décomposition en sous-facteurs. La batterie PbA s'avère être la plus impactante pour les populations locales. Cela est principalement dû à un processus d'extraction du plomb bien connu et contrôlé, mais avec des impacts encore significatifs sur la santé des communautés locales. La batterie LTO présente l'impact le plus élevé sur l'utilisation des sols, en raison de sa teneur élevée en fluor. L'impact sur les populations locales est relativement similaire pour toutes les batteries au lithium : quels que soient les matériaux extraits, les dommages causés à la santé des communautés locales sont comparables. La pile LTO présente également le facteur de vulnérabilité sociale le plus élevé. Le système PEMFC présente des valeurs plus élevées en termes de vulnérabilité sociale et d'utilisation des terres que le réservoir, tandis que l'impact sur les populations locales et le risque de gouvernance sont plus prononcés pour le réservoir que pour le système PEMFC.

Recyclabilité des composants

Le recyclage des composants énergétiques de la chaîne de traction a un impact bénéfique non seulement sur le potentiel de réchauffement global des batteries (voir partie 2.2.2.1.3 de ce chapitre) et des systèmes PEMFC (voir partie 2.2.2.2.1) de ce chapitre), mais aussi sur les impacts sociétaux et gouvernementaux. Il est essentiel d'étudier la recyclabilité des composants pour déterminer le taux de récupération des matériaux et évaluer les bénéfices sociétaux potentiels du recyclage.

Actuellement, le recyclage des batteries PbA, LFP, NMC, NCA et LMO est bien établi. Cependant, le recyclage des batteries LTO reste peu étudié, principalement en raison de leur faible maturité technologique et de leur développement récent.

La recyclabilité d'une batterie indique le pourcentage de matériaux pouvant être récupérés à partir d'un module de batterie. Pour que le recyclage ait un réel impact sur la réduction des impacts sociétaux et gouvernementaux, les matériaux recyclés doivent être réintroduits dans la chaîne de valeur et réutilisés dans la fabrication de nouvelles batteries. Le recyclage offre également l'opportunité de créer des "mines secondaires" et de garantir un accès continu aux matériaux nécessaires. En 2031, les batteries conçues en Europe ont pour objectifs de contenir un minimum de matériaux recyclés [ACI23] :

- Le plomb, à hauteur de 85 % ;
- Le cobalt, à hauteur de 16 % ;
- Le lithium, à hauteur de 6 % ;
- Le nickel, à hauteur de 6 %.

Les taux de recyclabilité actuels des batteries sont les suivants :

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

- Batterie PbA : 81 % [COM22]
 - La batterie PbA est actuellement celle avec le taux de recyclabilité le plus élevé. Ce haut pourcentage s'explique par sa maturité technologique et son utilisation de longue date dans le secteur de la mobilité.
- Batterie NMC : 58 % [TYT13; WAG22]
 - La batterie NMC présente un taux de recyclabilité estimé à 58 %, utilisant des procédés de recyclage par pyro et hydrométallurgie mis en œuvre par la société Umicore.
- Batterie NCA : 55 % [DUE24]
 - Un taux de recyclabilité de 55 % a été atteint grâce à un procédé de recyclage par hydrométallurgie, réalisé par la société Duesenfeld.
- Batterie LMO : 39 % [SOO21]
 - La batterie LMO a un taux de recyclabilité de 39 %. Ce chiffre provient d'une publication et d'un procédé non encore industrialisé.
- Batterie LFP : 33 % [YAN18]
 - Actuellement, le taux de recyclabilité de la batterie LFP est de 33 %, obtenu par un procédé d'hydrométallurgie.

Les taux de recyclabilité actuels des systèmes PEMFC et des réservoirs de type IV sont très peu étudiés. À ce jour, aucune filière de recyclage n'existe pour les systèmes PEMFC. Cependant, plusieurs initiatives sont en cours, notamment par Ballard, qui prévoit de mettre en place une chaîne de recyclage au Canada pour le platine et d'autres composants. Ballard annonce que 95 % des métaux précieux dans l'assemblage membrane-électrodes seront récupérés lors du recyclage [BAL23]. Symbio vise également à utiliser plus de 10 % de platine recyclé dans leurs systèmes d'ici 2025, et 40 % d'ici 2030 [SYM24]. L'enjeu principal du recyclage du platine réside dans son extraction depuis sa couche catalytique après la fin de vie de la PEMFC, et particulièrement dans l'arrachement de celui-ci à couche catalytique. Le recyclage des réservoirs de type IV est plus difficile en raison de la complexité du recyclage de la fibre de carbone. Néanmoins, une utilisation en seconde vie pour la fibre de carbone peut être envisagée, bien que cela ne réduise pas les impacts sociétaux du réservoir.

Le recyclage des supercondensateurs est en cours de développement et leur recyclabilité n'est pas encore bien étudiée. À ce jour, la complexité des matériaux utilisés dans les supercondensateurs rend leur recyclage plus difficile que celui des batteries.

Le recyclage des batteries peut considérablement réduire leurs impacts sociétaux. Les filières de recyclage peuvent diminuer les risques de gouvernance en créant des mines secondaires, réduire les risques économiques liés aux matériaux, et atténuer les impacts sur les sols et les communautés. Par exemple, un taux de recyclabilité de 33 % pour les batteries LFP pourrait potentiellement réduire d'un tiers les impacts sociétaux si tous les matériaux recyclés sont réintroduits dans la chaîne de valeur.

2.3.3 Comparaison multicritères

Dans cette partie, les résultats obtenus précédemment sont comparés entre eux. Ces comparaisons permettent :

- D'identifier les composants sur lesquels les contraintes de l'éco-conception devront principalement se concentrer ;
- De mettre en évidence l'avantage d'associer les batteries et l'hydrogène dans une chaîne de traction.

2.3.3.1 Comparaison environnementale et sociétale des composants énergétiques

La comparaison des critères environnementaux et sociétaux des composants énergétiques permet d'identifier quel composant pourrait avoir la plus grande influence en terme de potentiel de réchauffement global et d'impacts sociétaux sur la conception de la chaîne de traction. La Figure 2.18 compare tous les composants énergétiques étudiés. Les potentiels de réchauffement globaux de chaque composant sont exprimés en unité de masse grâce aux densités énergétiques déterminées précédemment.

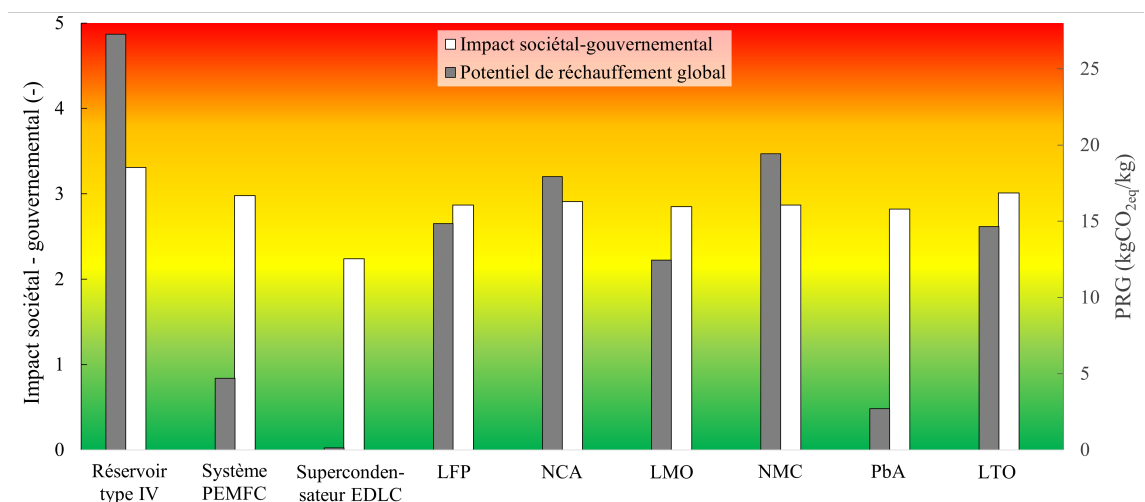


Figure 2.18 – Impact sociétal-gouvernemental (sur l'axe de gauche) et potentiel de réchauffement global massique (sur l'axe à droite) pour l'ensemble des composants énergétiques de la chaîne de traction

Supercondensateurs EDLC

Au sein de la chaîne de traction, le supercondensateur de type EDLC est le composant ayant le plus faible impact sur le potentiel de réchauffement global. Pour 1 kg de supercondensateur EDLC, le potentiel de réchauffement global est de 0,14 kgCO_{2eq}. De plus, le supercondensateur EDLC présente l'impact sociétal-gouvernemental le plus faible.

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

Batteries lithium-ion

Parmi les batteries lithium-ion, la batterie LTO affiche le plus faible potentiel de réchauffement global massique, tandis que la batterie NMC présente le plus élevé. Toutefois, ces résultats doivent être interprétés avec précaution, car ils dépendent de l'unité fonctionnelle observée. Par exemple, il a été montré dans les sections précédentes que la batterie LTO a le potentiel de réchauffement global le plus élevé par unité de puissance.

Système PEMFC et réservoir de type IV

Enfin, le réservoir de type IV se distingue comme le composant ayant le plus fort potentiel de réchauffement global et l'impact sociétal-gouvernemental le plus élevé. Le système PEMFC, quant à lui, présente un très bon potentiel de réchauffement global massique et figure parmi les composants avec les plus faibles potentiels de réchauffement global.

Pour comparer l'ensemble des technologies de batteries d'un point de vue environnemental et sociétal, il est essentiel d'ajouter les caractéristiques techniques dans cette comparaison afin de ne pas tirer de conclusions hâtives quant au choix d'une chimie de batterie spécifique pour l'intégration dans la chaîne de traction.

2.3.3.2 Comparaison multicritères des batteries étudiées

La Figure 2.19 présente une comparaison des batteries étudiées en fonction des critères sociétaux, environnementaux et techniques. Chaque critère est représenté par une barre de couleur, et les valeurs de ces critères sont comprises entre 0 et 5, où 5 indique le meilleur score. La batterie PbA n'est pas incluse dans cette analyse car notre comparaison finale et le choix technique porteront exclusivement sur les batteries lithium-ion.

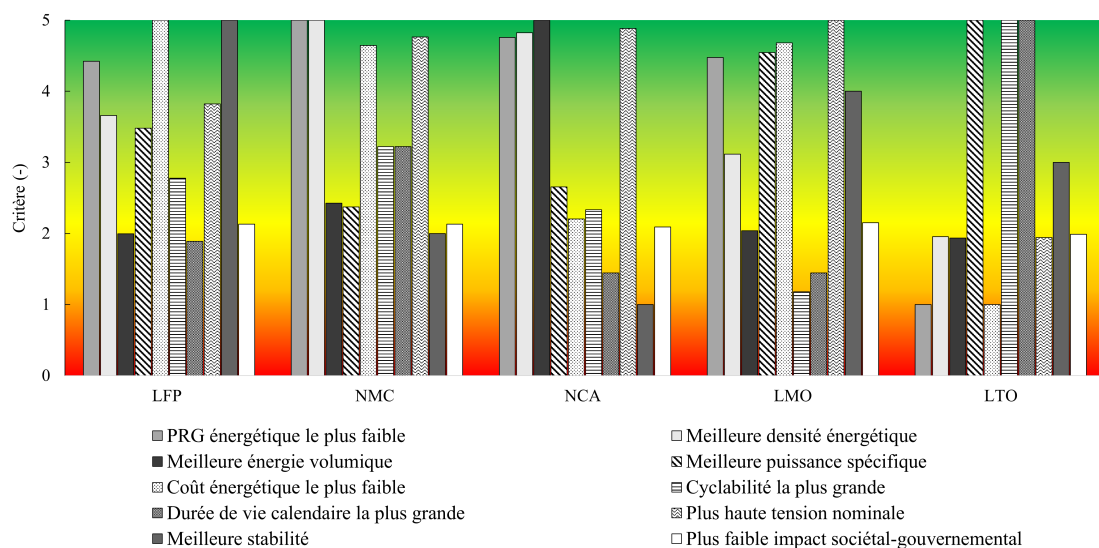


Figure 2.19 – Comparaison multicritères des batteries lithium-ion

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

Avantages et inconvénients pour chaque chimie de batteries

La batterie LFP se distingue par un coût énergétique faible et une très bonne stabilité. Cependant, elle présente des scores moyens pour la durée de vie calendaire et la cyclabilité. Même si les écarts entre les scores de l'impact sociétal-gouvernemental des batteries sont assez proches, la batterie LFP a un impact sociétal-gouvernemental modéré par rapport aux autres batteries lithium-ion. Elle a également l'avantage d'avoir l'un des potentiels de réchauffement global les plus faibles.

Les batteries NMC et NCA offrent de très bonnes performances techniques en termes de densité énergétique. Elles bénéficient aussi d'une tension nominale plus élevée que les batteries LFP. De plus, leurs potentiels de réchauffement global font partie des valeurs les plus faibles. La batterie NCA se distingue par un impact sociétal-gouvernemental légèrement plus faible que celui de la batterie NMC, bien que la NMC ait une meilleure stabilité.

La batterie LMO a l'avantage d'avoir la plus haute tension nominale. Son coût énergétique est parmi les plus faibles, et sa puissance spécifique est l'une des plus élevées. Cependant, la cyclabilité de cette chimie est la plus faible.

La batterie LTO présente une très bonne puissance spécifique, une excellente cyclabilité, ainsi qu'une grande durée de vie calendaire. Cependant, son potentiel de réchauffement global et son coût énergétique sont parmi les plus élevés.

Choix effectués

Cette comparaison permet de faire un premier choix entre les batteries qui seront utilisées dans la chaîne de traction. Les batteries LMO et NCA sont écartées des études ultérieures. La batterie LMO est écartée en raison de son manque de maturité technologique, de sa faible cyclabilité et de sa courte durée de vie calendaire. La batterie NCA est écartée en raison de sa stabilité insuffisante. En effet, dans le cadre d'une hybridation avec un système à hydrogène et des analyses menées au sein de GAUSSIN, il est préférable de privilégier les composants offrant la meilleure stabilité chimique.

2.3.3.3 Dualité et complémentarité d'une hybridation hydrogène et batteries

La Figure 2.20 compare le potentiel de réchauffement global, l'énergie spécifique, l'énergie volumique, la puissance spécifique ainsi que l'impact sociétal-gouvernemental de trois chimies de batteries lithium-ion avec un système PEMFC et son réservoir.

2.3. Caractéristiques sociétales et comparaison multicritères des composants

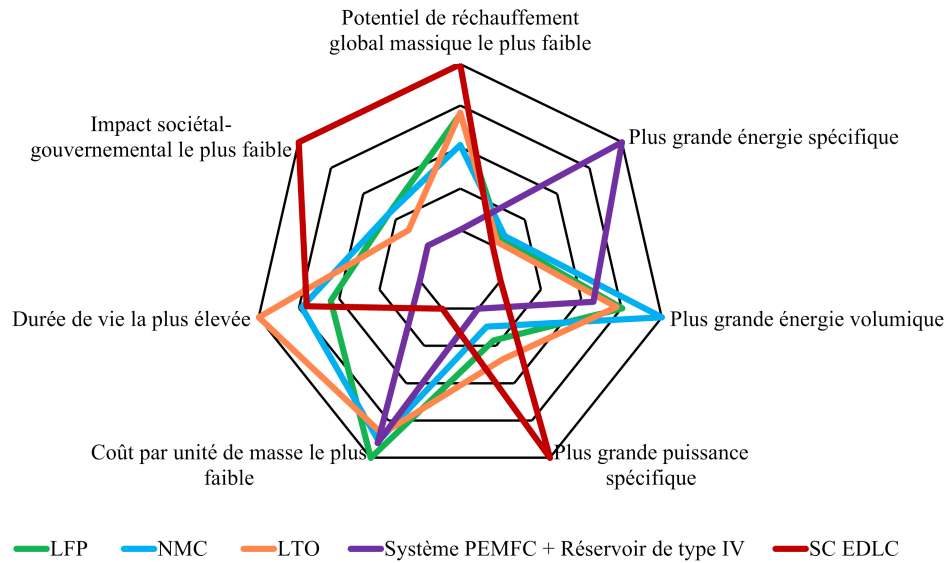


Figure 2.20 – Dualité et complémentarité d’un système à hydrogène et de son réservoir de type IV avec différentes chimies de batteries lithium-ion

Système PEMFC et réservoir de type IV

Dans cette analyse, le réservoir de type IV et le système PEMFC doivent être considérés comme un tout : le réservoir sert de stockage énergétique et le système PEMFC vient transformer cette énergie stockée en énergie électrique. Les chimies de batterie comparées dans cette Figure sont celles ayant été retenues auparavant. Le coût énergétique, la cyclabilité, la durée de vie calendaire, la tension nominale ainsi que la stabilité chimique ne sont pas pris en compte dans cette comparaison ; ces critères étant difficilement transposables au système PEMFC et à son réservoir.

Comparaison entre les différentes technologies retenues

Les batteries disposent d’une meilleure énergie volumique et d’une meilleure puissance spécifique que l’ensemble système PEMFC et réservoir. Cependant, le réservoir à hydrogène possède la meilleure énergie spécifique. Le système PEMFC présente le potentiel de réchauffement global le plus faible parmi tous les composants énergétiques étudiés, tandis que la batterie LTO offre la meilleure puissance spécifique. L’impact sociétal-gouvernemental est approximativement semblable pour tous les composants. Néanmoins, le réservoir à hydrogène a le potentiel de réchauffement global le plus élevé.

Cette comparaison souligne la complémentarité de l’association d’un système à hydrogène et de son réservoir avec des batteries. En termes de potentiel de réchauffement global, l’ajout d’un système PEMFC à une chaîne de traction électrique est bénéfique : le potentiel de réchauffement global du système PEMFC étant très faible, son intégration à la chaîne de traction électrique diminue le potentiel de

2.4. Conclusion

réchauffement global, à condition de maintenir une même énergie embarquée entre une chaîne de traction électrique-hydrogène et une chaîne de traction 100 % batteries. Toutefois, en raison de l'impact sociétal-gouvernemental élevé du réservoir, l'intégration d'un réservoir à hydrogène dans la chaîne de traction va légèrement augmenter l'impact sociétal-gouvernemental de cette dernière. De plus, l'intégration d'un système à hydrogène et de son réservoir nécessite des contraintes volumiques importantes. Cette thématique sera abordée dans le chapitre suivant.

2.4. Conclusion

Le deuxième chapitre de ce manuscrit présente une analyse détaillée des impacts sociétaux et gouvernementaux des principaux composants des systèmes énergétiques au sein des chaînes de traction. Ce chapitre se concentre particulièrement sur les différentes chimies de batteries et les systèmes PEMFC, en comparant leurs impacts environnementaux, sociétaux et techniques.

L'étude montre que les batteries et les systèmes PEMFC ne doivent pas être évalués uniquement sur leurs performances techniques, mais également en prenant en compte leurs impacts sur les communautés locales, l'utilisation des terres et les risques de gouvernance. En effet, les matériaux utilisés dans ces technologies, qu'il s'agisse du plomb dans les batteries PbA, du lithium dans les batteries LFP et NMC, ou encore du platine dans les systèmes PEMFC, présentent des risques sociétaux importants en matière d'extraction et de gestion des ressources naturelles. Ces risques affectent non seulement les populations locales, mais aussi l'environnement à travers des émissions élevées de CO₂ et des impacts sur les écosystèmes.

L'importance du recyclage est également un point clé de cette analyse. Le recyclage des batteries et des composants des systèmes PEMFC apparaît comme une solution prometteuse pour réduire ces impacts. Non seulement il permet de diminuer la dépendance aux ressources primaires, mais il offre aussi la possibilité de créer des "mines secondaires" à partir de matériaux recyclés. Cette approche peut atténuer les risques de gouvernance et les tensions sociales dans les zones d'extraction minière, tout en participant à la réduction du potentiel de réchauffement global. Cependant, la filière de recyclage des composants reste encore peu développée pour certaines technologies, notamment les systèmes PEMFC et les réservoirs de type IV, où le recyclage de la fibre de carbone pose encore des défis techniques importants.

Enfin, ce chapitre met en évidence la nécessité d'une approche holistique pour évaluer les technologies énergétiques. Si certains composants, comme les supercondensateurs EDLC, présentent des avantages en termes de faible impact sociétal et environnemental, leur utilisation à grande échelle doit être combinée avec d'autres technologies, comme les batteries et les systèmes à hydrogène, pour assurer un équilibre entre performance énergétique et durabilité. Cette analyse souligne que l'intégration de ces technologies dans les chaînes de traction doit tenir compte à la fois de leurs avantages techniques et de leurs impacts environnementaux et sociétaux pour proposer des solutions réellement durables. Ce point sera approfondi dans le Chapitre 4, après avoir traité, dans le chapitre suivant, la modélisation des composants énergétiques.

Chapitre 3

Modélisation des composants énergétiques

Les modèles des composants énergétiques tiennent compte des limites fixées par notre étude. En effet, les modèles présentés ci-dessous reposent sur des hypothèses simplificatrices afin de rendre la simulation finale de la chaîne de traction gérable, mais sont également assez précis pour permettre une validation plus réaliste de la stratégie de gestion d'énergie.

Afin d'avoir une représentation simplifiée du pack batteries et des supercondensateurs tout en conservant leurs caractéristiques électriques essentielles, le modèle de circuit équivalent électrique est choisi. Ce modèle utilise des éléments de circuit classiques tels que des résistances, des inductances, des capacités, des sources de tension et de courant pour représenter les composants.

Le système PEMFC est modélisé de manière plus fine puisque des aspects multiphysiques sont représentés. Les interactions entre les différents domaines physiques tels que les domaines électrochimiques, électrique, mécanique des fluides et thermodynamique sont considérées. Les auxiliaires du système PEMFC sont également modélisés.

Les modèles présentés ont d'abord été définis de manière théorique, puis représentés en utilisant la Représentation Énergétique Macroscopique. Les paramètres de ces modèles ont ensuite été affinés via un algorithme génétique, en se basant sur des résultats expérimentaux obtenus au cours de la thèse.

3.1. Modélisation du pack batteries

Cette partie présente la démarche de modélisation des packs batteries NMC, LTO et LFP. Traditionnellement, la Représentation Énergétique Macroscopique (REM) est utilisée en amont comme outil d'aide à la modélisation et au contrôle [AGB12]. Toutefois, dans ce travail, le processus commence par la modélisation théorique d'une cellule, fondée sur un modèle de circuit électrique équivalent. Ce modèle théorique inspire ensuite la représentation REM de la cellule, laquelle est étendue pour modéliser l'ensemble du pack batteries.

L'approche adoptée repose sur l'utilisation de modèles de circuit équivalent, couramment employés dans la littérature pour simuler le comportement dynamique des batteries. Parmi ces modèles, celui de Thévenin est particulièrement répandu [HOS19; ZHA18]. Sa précision peut varier en fonction du nombre de branches choisies, permettant d'affiner la représentation du système. Des campagnes d'essais sont réalisées sur les chimies NMC et LTO pour identifier et valider les paramètres théoriques du modèle, qui sont ensuite optimisés grâce à un algorithme génétique. La modélisation du pack LFP s'appuie, quant à elle, sur des données disponibles dans la littérature. Finalement, les packs batteries NMC, LTO et LFP sont modélisés en intégrant les résultats obtenus.

3.1.1 Modélisation théorique

Cette partie présente les principales caractéristiques des modèles de circuit équivalent des batteries, en mettant l'accent sur les différentes configurations et leur application. Les modèles de Thévenin, y compris leurs variantes à une, deux et trois branches, sont examinés en détails. Le modèle de Thévenin à 2 branches est traduit ensuite en utilisant la représentation énergétique macroscopique.

3.1.1.1 Principales caractéristiques des modèles de circuit équivalent des batteries

Les modèles de circuit équivalent sont des outils essentiels pour comprendre et simuler le comportement des batteries. Ils permettent de simplifier les dynamiques complexes des batteries en utilisant des éléments de circuit standards, tout en conservant les caractéristiques essentielles nécessaires pour diverses applications pratiques. Dans cette partie, les différentes configurations de modèles de circuit équivalent puis les modèles de Thévenin sont présentés.

Différents modèles de circuit équivalents

Il existe plusieurs catégories de modèles de circuit équivalent pour les batteries :

- Le modèle simple utilise uniquement une résistance interne et une source de tension dépendante de l'état de charge de la batterie. Cependant, ce type de modèle est trop simpliste pour nos objectifs de simulation car il ne prend pas en compte les dynamiques transitoires, qui sont cruciales dans une application portuaire où les dynamiques de courant sont importantes.

3.1. Modélisation du pack batteries

- Le modèle de Thévenin comprend une ou plusieurs résistances et capacités en série et en parallèle. Ce modèle capture les dynamiques transitoires et l'effet de polarisation.
- Enfin, le modèle de Randles inclut des éléments tels que les résistances de Warburg, modélisant ainsi les phénomènes électrochimiques et de diffusion. Le modèle de Randles est plus précis que le modèle de Thévenin, mais il nécessite une grande puissance de calcul, le rendant inadapté à de nombreuses applications en temps réel [TRA21].

Actuellement, en raison des limitations de stockage de données et de capacité de calcul, le modèle de Thévenin reste le modèle de batterie le plus utilisé dans les systèmes de gestion de batterie [TRA21 ; RUD21 ; RAJ16]. Pour modéliser notre pack batteries, le modèle de Thévenin est choisi.

Modèles de Thévenin

Parmi les modèles de Thévenin, différentes configurations existent. En fonction de la précision et des caractéristiques souhaitées, le modèle de Thévenin peut comporter une, deux ou trois branches.

Le modèle de Thévenin à une branche inclut une résistance interne R_0 associée en série avec un circuit RC, composé d'une résistance R_1 et d'une capacité C_1 . Ce modèle a une précision limitée car il ne capture pas les dynamiques complexes et les effets de polarisation multiples. Il n'est pas adapté aux applications où les variations de courant sont rapides.

Le modèle de Thévenin à deux branches inclut une résistance interne R_0 associée en série avec deux circuits RC, composés d'une résistance R_1 et d'une capacité C_1 pour le premier circuit, et d'une résistance R_2 et d'une capacité C_2 pour le second. Comparé au modèle à une seule branche, le modèle à deux branches permet de capturer les phénomènes de diffusion et de relaxation, qui sont particulièrement pertinents dans l'étude des batteries destinées à la mobilité [VIC21]. Bien qu'il soit légèrement plus complexe à mettre en œuvre que le modèle à une branche, sa modélisation reste plus fidèle et plus applicable pour une intégration dans une chaîne de traction [THA21].

Le modèle de Thévenin à trois branches inclut une résistance interne R_0 associée en série avec trois circuits RC, composés d'une résistance R_1 et d'une capacité C_1 pour le premier circuit, d'une résistance R_2 et d'une capacité C_2 pour le deuxième circuit, et d'une résistance R_3 et d'une capacité C_3 pour le troisième circuit. Le modèle à trois branches est complexe à mettre en œuvre, et l'augmentation de la précision qu'il apporte par rapport au modèle à deux branches ne justifie pas, dans notre cas, l'augmentation de sa complexité. Le modèle à une branche est trop simple pour notre application. Le modèle de Thévenin à deux branches est choisi car il offre un bon compromis entre les modèles à une et trois branches.

3.1. Modélisation du pack batteries

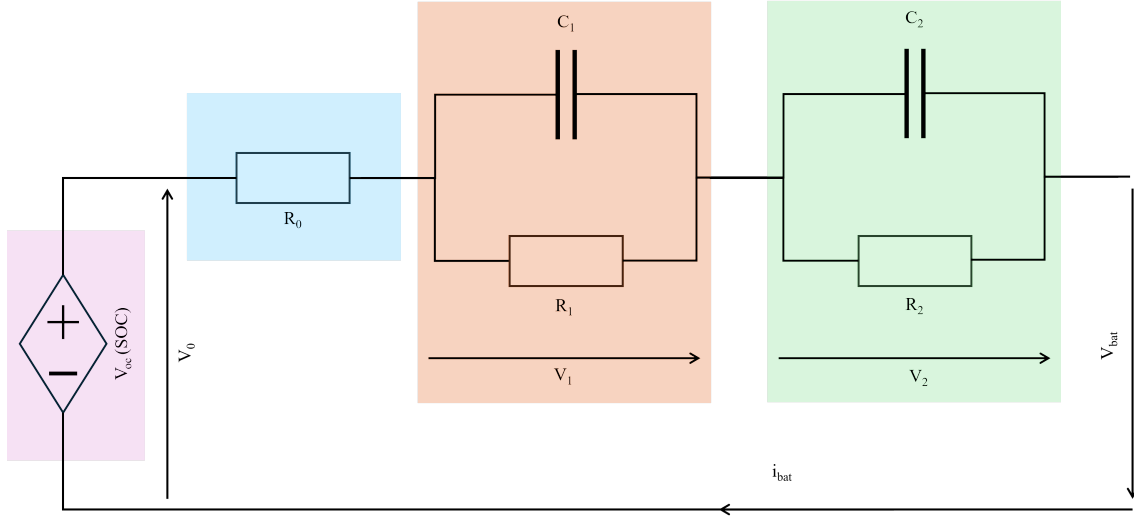


Figure 3.1 – Modèle de circuit équivalent : Modèle de Thévenin à 2 branches

Modèle de Thévenin à 2 branches

Le modèle de Thévenin à 2 branches est représenté par le schéma de la Figure 3.1 et par l'équation suivante :

$$V_{bat} = V_{oc}(SOC) - V_0 - V_1 - V_2 \quad (3.1)$$

Où $V_{oc}(SOC)$ représente la tension en circuit ouvert, c'est-à-dire la tension mesurée lorsque la cellule est au repos et non connectée à une charge ou à une source ; V_0 la tension aux bornes de la résistance R_0 ; V_1 la tension aux bornes du circuit R_1C_1 et V_2 la tension aux bornes du circuit R_2C_2 .

La résistance R_0 représente la résistance ohmique de la batterie, responsable de la chute de tension instantanée pendant la charge et la décharge. Les paramètres R_1 , C_1 , R_2 et C_2 décrivent le comportement transitoire de la cellule.

Le circuit R_1C_1 est associé à la réponse rapide de tension, représentant respectivement la résistance de transfert de charge et la capacité de double couche, tandis que le circuit R_2C_2 est lié à la réponse lente de tension et modélise le processus de diffusion [STR18 ; VIC21].

$$V_0 = R_0 \cdot i_{bat} \quad (3.2)$$

$$\frac{dV_i}{dt} = \frac{1}{C_i} \cdot i_{bat} - \frac{1}{R_i C_i} \cdot V_i \quad (3.3)$$

Avec $i = 1, 2$.

L'ensemble des paramètres mentionnés dans cette section dépend de l'état de charge de la batterie, de la température et du courant. Dans nos travaux, ces paramètres seront considérés comme constants, à l'exception de la tension en circuit ouvert qui conservera sa dépendance à l'état de charge.

3.1. Modélisation du pack batteries

3.1.1.2 Représentations Énergétique Macroscopique du pack batteries

Comme indiqué précédemment dans la section 2.1.1.1 du Chapitre 2, un pack batteries est composé de plusieurs modules, chacun étant constitué de plusieurs cellules. Dans un premier temps, nous étudierons la représentation énergétique macroscopique (REM) d'une cellule, puis nous présenterons celle d'un module. Dans notre étude, le circuit de refroidissement et la gestion d'énergie de la batterie ne sont pas modélisés, ce qui rend la REM d'un module identique à celle d'un pack batteries.

Représentation générale d'une cellule

En se concentrant sur la Figure 3.1, on peut facilement déduire la représentation énergétique macroscopique d'une cellule. Le modèle de Thévenin à 2 branches se compose d'une source, d'un élément de conversion (résistance R_0) et de deux éléments d'accumulation (les circuits R_1C_1 et R_2C_2). Enfin, ces tensions sont combinées au travers d'un élément de couplage pour déterminer la tension aux bornes de la cellule. Tous ces éléments sont traversés par le même courant, soit le courant i_{cell} .

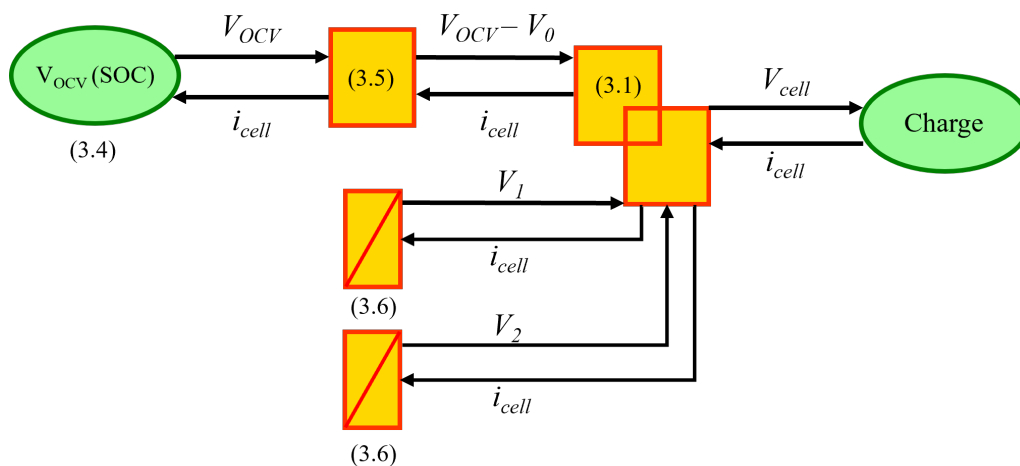


Figure 3.2 – Représentation énergétique macroscopique d'une cellule de batterie selon le modèle de Thévenin à 2 branches

Détails des blocs

À l'intérieur du bloc source $V_{oc}(SOC)$ se trouvent l'estimation de l'état de charge (SOC) et la fonction déterminant la tension en circuit ouvert en fonction de cet état de charge. L'état de charge est déterminé par l'intégration du courant, comme indiqué dans l'équation ci-dessous :

$$SOC = SOC_{initial} - \frac{1}{C_{init} \cdot 3600} \int_0^t i_{cell} dt \quad (3.4)$$

3.1. Modélisation du pack batteries

où $\text{SOC}_{\text{initial}}$ représente l'état de charge initial de la cellule et C_{init} sa capacité initiale en Ah.

Le bloc de conversion représente la diminution de la tension en circuit ouvert causée par les pertes ohmiques. Ce bloc est décrit par l'équation suivante :

$$V_{oc}(\text{SOC}) - V_0 = V_{oc}(\text{SOC}) - i_{\text{cell}} \cdot R_0 \quad (3.5)$$

Les deux blocs de conversion contiennent la transformation de Laplace de l'équation 3.3 :

$$V_i(p) = i_{\text{cell}}(p) \cdot \frac{R_i}{C_i \cdot R_i \cdot p + 1} \quad (3.6)$$

Avec $i = 1, 2$ et p la variable de Laplace.

Enfin, le bloc de couplage est représenté par l'équation 3.1. La tension V_{bat} étant remplacée par la tension V_{cell} .

Le courant est imposé depuis le bloc source "Charge".

Représentation générale d'un pack batteries

Le modèle du pack batteries est représenté par un bloc source, symbolisant le modèle d'une cellule, associé à un bloc d'adaptation (voir Figure 3.3). Ce bloc d'adaptation convertit la tension de la cellule en tension du pack batteries et le courant du pack batteries en courant traversant les cellules. Ce bloc contient les équations suivantes :

$$\begin{cases} i_{\text{cell}} = \frac{i_{\text{batt}}}{N_p} \\ V_{\text{batt}} = V_{\text{cell}} \cdot N_s \end{cases} \quad (3.7)$$

Où N_s représente le nombre de cellules en série, N_p le nombre de rangées de cellules en parallèle.

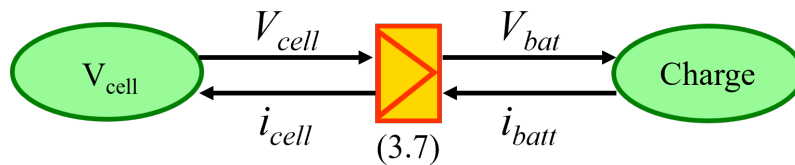


Figure 3.3 – Représentation énergétique macroscopique d'un pack batteries

3.1.2 Campagnes d'essais

L'objectif principal de la campagne d'essais réalisée est d'identifier les paramètres du modèle théorique établi pour le pack batteries. Ces essais permettront de déterminer la caractéristique OCV-SOC¹ et les paramètres RC du modèle de Thévenin à 2 branches. Le second objectif de ces essais est de comparer les données expérimentales trouvées avec les données issues de la fiche technique.

1. La caractéristique OCV-SOC (Open Circuit Voltage - State of Charge) représente la relation entre la tension à circuit ouvert d'une batterie et son état de charge (SOC), exprimé en pourcentage. Elle est utilisée pour estimer le SOC en fonction de la tension mesurée, car cette relation dépend de la chimie et des caractéristiques spécifiques de la batterie.

3.1. Modélisation du pack batteries

3.1.2.1 Présentation du banc d'essais

Un banc d'essais pour les cellules POUCH a été spécialement conçu dans le cadre de cette thèse. Sa réalisation et les essais qui en découlent ont été effectués dans le cadre d'un projet de Master 1 avec Louna Kebailli.

L'objectif du banc d'essais, présenté dans la Figure 3.4 est de caractériser des cellules de type POUCH en fournissant des données telles que la tension, le courant et la température. Il doit être capable de tester une seule cellule de type POUCH ainsi que 10 cellules du même type en série. Le banc d'essais se compose d'un ordinateur, de trois modules d'acquisition National Instruments (NI), de deux alimentations bi-réversibles ITECH connectées en parallèle (fournissant 500 V, ± 240 A pour une gamme de puissance allant de -36 kW à +36 kW), et d'un support mécanique spécialement conçu pour les tester.

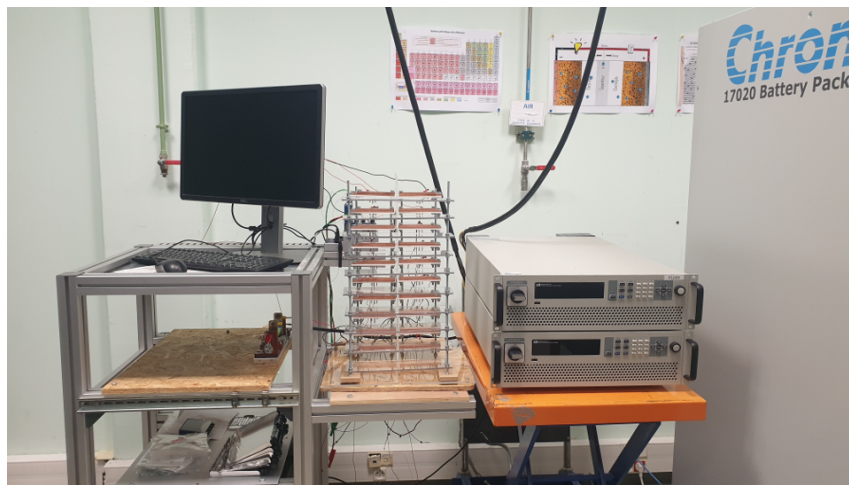


Figure 3.4 – Présentation du banc d'essais Batteries pour cellules POUCH

Support de test et Interface utilisateur

Le support pour les batteries a été conçu spécifiquement pour ces essais, suivant une idée proposée par Dominik Droese, doctorant à l'université de Berlin. Les anodes et cathodes des cellules batteries sont positionnées entre des barres de cuivre conductrices, reliées entre elles pour connecter les cellules en série. Le maintien mécanique des cellules est assuré par un support indépendant, ajustable en fonction de la taille des cellules POUCH testées (voir Figure 3.5). Les plans de ces pièces ont été réalisés par l'équipe mécanique du bureau d'étude chez GAUSSIN. Les pièces ont été conçues par un de nos fournisseurs.

L'interface LabVIEW a été spécifiquement conçue pour ces essais (voir Figure 3.6). Elle se compose de plusieurs fenêtres permettant de visualiser les relevés de température et de tension des cellules. Cette interface permet également le contrôle à distance des alimentations bi-réversibles, permettant ainsi de réguler le courant directement via l'interface. L'acquisition des données est également réalisée via cette interface. Toutes les caractéristiques mesurées (temps, courant, tensions, températures) sont automatiquement enregistrées dans un tableau Excel.

3.1. Modélisation du pack batteries

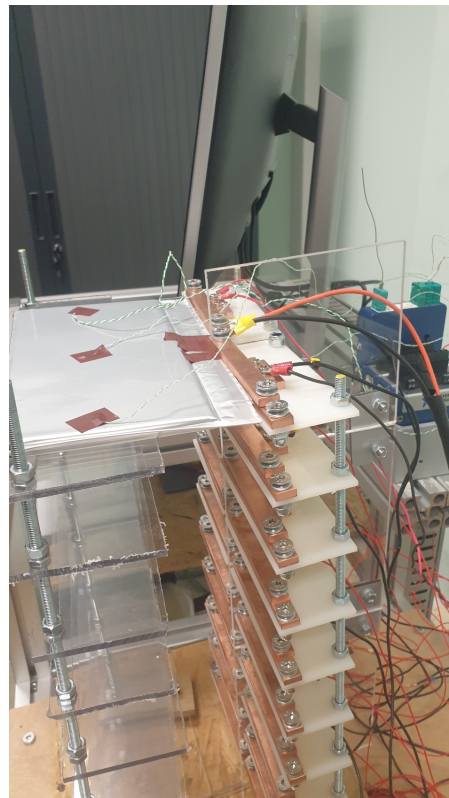


Figure 3.5 – Support de test pour les cellules POUCH

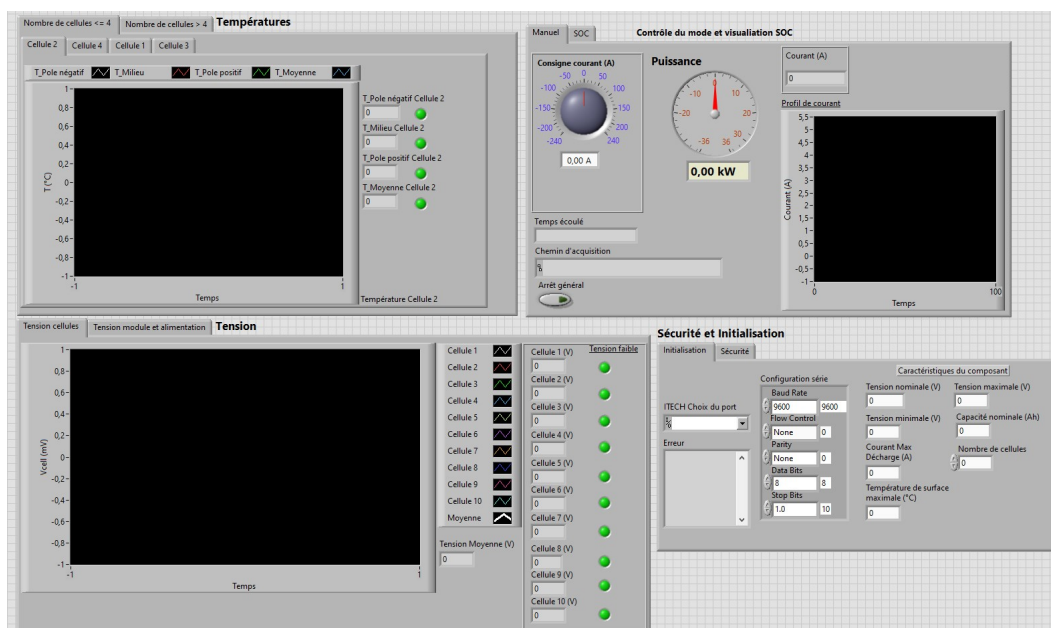


Figure 3.6 – Présentation de l'interface Utilisateur du banc d'essais

3.1. Modélisation du pack batteries

Acquisition des données

Les relevés de température sont effectués à l'aide de thermocouples de type K. Lors des essais sur une seule cellule, trois thermocouples sont positionnés : un à chaque électrode et un au centre de la cellule. Lors des essais sur 10 cellules en série, un thermocouple est placé au centre de chaque cellule. Les températures sont enregistrées par deux modules NI. De plus, une sonde de température est placée pour mesurer la température ambiante durant les essais.

Les relevés de tension sont effectués à l'aide d'une carte d'acquisition NI dotée de 4 voies, qui mesure la tension différentielle entre chaque borne. Cette carte est choisie pour sa haute résolution et sa fréquence d'échantillonnage élevée, essentielles pour capturer les caractéristiques RC de notre modèle. L'inconvénient de cette carte est qu'elle ne dispose que de 4 entrées. Par conséquent, lors des essais réalisés en série, 3 essais consécutifs doivent être effectués pour capturer l'évolution des tensions des 10 cellules.

Caractéristiques des cellules testées

Les tests sont effectués sur des cellules POUCH de deux constructeurs différents pour la chimie NMC, nommées NMCa et NMCb, ainsi que sur une cellule LTO. Leurs caractéristiques sont détaillées dans le Tableau ci-dessous.

Tableau 3.1. Caractéristiques des cellules NMCa, NMCb et LTO

| Propriétés | NMCa | NMCb | LTO |
|--------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|-------|
| <i>Électriques</i> | | | |
| Tension nominale (V) | 3,70 | 3,70 | 2,2 |
| Tension maximale (V) | 4,20 | 4,20 | 2,8 |
| Tension minimale (V) | 3,00 | 3,00 | 1,5 |
| Capacité nominale (Ah) | 21 | 60 | 34 |
| Courant maximal (A) | 27 (charge) / 42 (décharge) | 60 (charge) / 180 (décharge) | 204 |
| <i>Thermique</i> | | | |
| Température maximale de surface (°C) | 45 | 45 (charge) / 55 (décharge) | 55 |
| <i>Mécaniques</i> | | | |
| Masse de la cellule (g) | 357,1 | 1126,3 | 1036 |
| Longueur (mm) | 210 | 286 | 286 |
| Largeur (mm) | 125 | 178,5 | 178,5 |
| Épaisseur (mm) | 8 | 12 | 12 |

La connaissance des caractéristiques électriques et thermiques est essentielle pour le bon déroulement des essais. Les caractéristiques mécaniques, quant à elles, sont nécessaires pour déterminer l'énergie spécifique et volumique expérimentales.

3.1. Modélisation du pack batteries

Grâce aux essais de caractérisation OCV-SOC, qui seront présentés ultérieurement, les énergies de charge et de décharge expérimentales ont été déterminées. Pour la cellule NMCa, l'énergie de charge a été mesurée à 84 Wh, tandis que l'énergie de décharge est de 82 Wh. La fiche technique indique une énergie de 78 Wh. Pour la cellule NMCb, l'énergie de charge a été mesurée à 246 Wh et celle de décharge à 227 Wh, comparativement à l'énergie annoncée de 220 Wh pour un courant de C/10. Enfin, pour la cellule LTO, l'énergie de charge est de 92 Wh et celle de décharge est de 82 Wh, alors que la fiche technique indique une énergie de 75 Wh pour un courant de C/10.

3.1.2.2 Détermination de la caractéristique OCV-SOC

Les premiers essais réalisés sont effectués sur une cellule. Ces essais vont permettre de déterminer la caractéristiques OCV-SOC des cellules mais également les paramètres RC.

Choix de la méthode

L'objectif de la caractéristique OCV-SOC est de déterminer la courbe OCV en fonction du SOC pour estimer la tension en circuit ouvert en fonction de l'état de charge de la cellule dans notre modèle.

Il existe deux méthodes principales pour tracer cette caractéristique. La première, utilisée dans la référence [VIC19], consiste à effectuer une décharge continue à courant très faible (C/20). La deuxième méthode consiste à appliquer un courant de décharge et à suspendre ce courant durant quelques minutes à intervalles fixes, comme détaillé dans la référence [PAR20]. Ces méthodes peuvent être appliquées en charge et en décharge pour déterminer le cycle d'hystérésis. L'avantage de la deuxième méthode est qu'elle permet également de déterminer les paramètres RC. Cette deuxième méthode a été choisie pour nos essais.

Protocoles mis en place

Les protocoles appliqués pour cet essai sont détaillés dans la Figure 3.7. Les cellules sont chargées à tension constante jusqu'à ce que le courant de charge atteigne 0,01 C, indiquant que la cellule est chargée à 100 %. Un temps de relaxation de 2 minutes est appliqué avant de commencer le protocole de décharge à -1 C. La décharge se termine lorsque la cellule atteint 0 % de SOC, c'est-à-dire un courant de décharge équivalent à -0,01 C. Les temps de décharge sont augmentés pour les très faibles courants et atteignent 5 minutes pour certaines cellules. Un temps de relaxation de 2 minutes est appliqué avant de commencer le protocole de charge. Pour les cellules NMC, le protocole de charge à 1 C est identique à celui appliqué pour la décharge.

Un protocole différent est appliqué pour la caractéristique OCV-SOC en décharge de la cellule LTO. En effet, la cellule LTO a une forte tendance à revenir à une OCV de 1,9 V lorsque sa tension en charge est proche de sa tension minimale. Ce phénomène s'explique par une forte relaxation de la cellule. La caractérisation

3.1. Modélisation du pack batteries

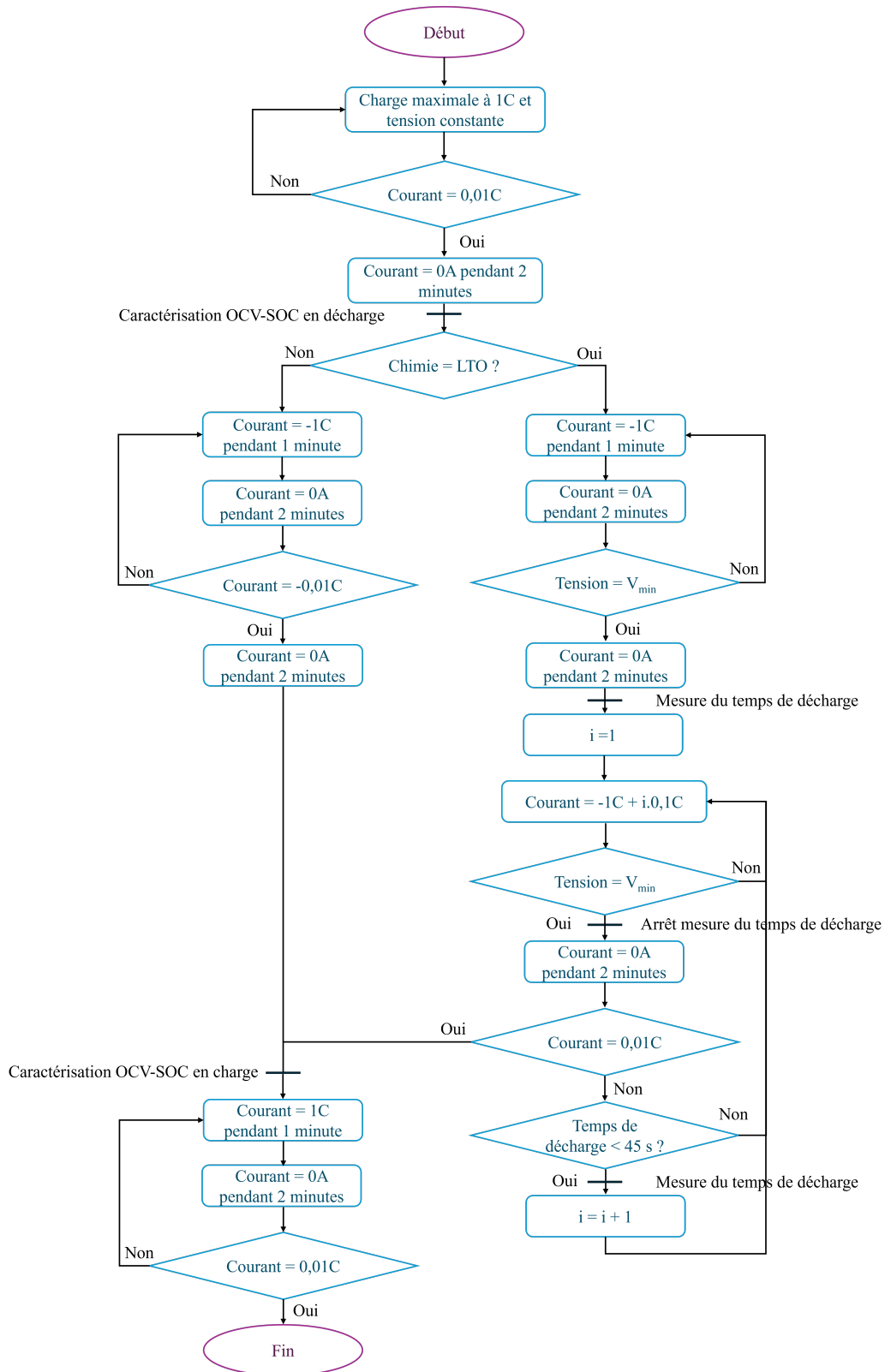


Figure 3.7 – Logigramme présentant les protocoles d’essais pour la caractérisation OCV-SOC, en charge et en décharge, pour des cellules NMC et LTO

3.1. Modélisation du pack batteries

de l'OCV en fonction du SOC pour cette cellule, et plus généralement l'estimation de l'état de charge en fin de décharge, ne sera pas précise en raison de la faible variation de son OCV pour des faibles valeurs de SOC. Au lieu de se concentrer sur le courant de décharge, le temps de décharge est mesuré. Lorsque la tension minimale est atteinte, un temps de relaxation de 2 minutes est appliqué avant une nouvelle décharge. Si le temps de décharge devient inférieur à 45 secondes, le courant de décharge est diminué. Le protocole de caractérisation est arrêté lorsque le courant de décharge atteint 1 A avec une durée de décharge proche de 45 secondes.

Caractéristiques OCV-SOC obtenues

Un programme sur Matlab a été créé pour automatiser la lecture de l'OCV à chaque fin de période de relaxation.

La caractéristique finale représente l'évolution de l'OCV en fonction de l'état de charge. L'état de charge pour chaque mesure de l'OCV, noté $SOC(OCV(i))$, est déterminé à partir de l'équation suivante :

$$SOC(OCV(i)) = 100 \cdot \frac{E(OCV(i)) - E(OCV(i-1))}{E_{\text{totale}}} \quad (3.8)$$

où $E(OCV(i))$ et $E(OCV(i-1))$ représentent respectivement l'énergie totale dissipée ou emmagasinée pour la mesure i et la mesure $i-1$ de l'OCV, et E_{totale} représente l'énergie totale emmagasinée ou dissipée durant l'essai.

La caractéristique OCV-SOC est déterminée pour les phases de charge et de décharge. La Figure 3.8 illustre les caractéristiques OCV-SOC pour la charge et la décharge de la cellule NMCb. Le cycle d'hystérésis entre la charge et la décharge est très faible, ce qui est confirmé dans la référence [VIC19]. Néanmoins, on observe un croisement de la courbe en charge et de la courbe en décharge. L'hystérésis de la tension est un effet courant dans certaines batteries, comme les batteries au lithium-ion. Lors de la charge, les matériaux actifs de la batterie réagissent différemment par rapport à la décharge, ce qui entraîne une différence de tension pour un même niveau de SOC. En d'autres termes, la tension de la batterie pour un certain SOC est généralement plus élevée en charge qu'en décharge [LI23].

Les courbes finales sont obtenues par interpolation des caractéristiques OCV-SOC trouvées pour la charge et la décharge. Les résultats sont présentés dans la Figure 3.9. Les courbes obtenues sont en adéquation avec les courbes obtenues dans la littérature [BAC17; STR18].

3.1. Modélisation du pack batteries

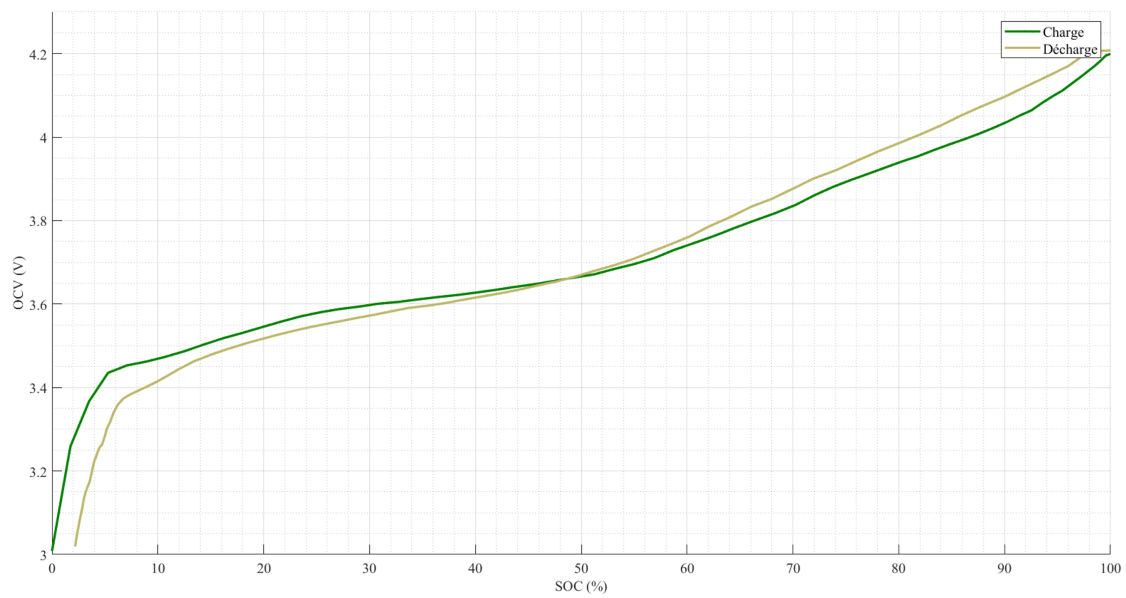
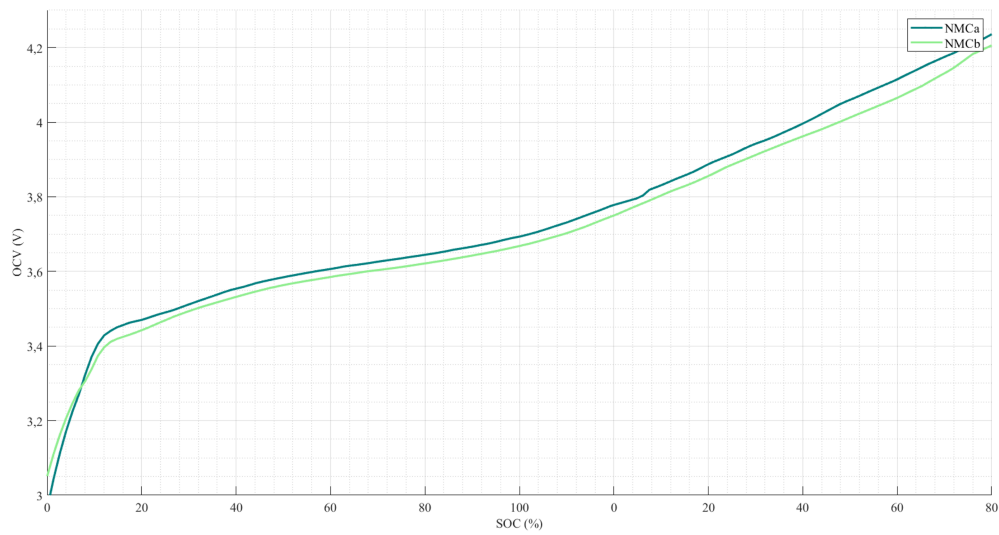
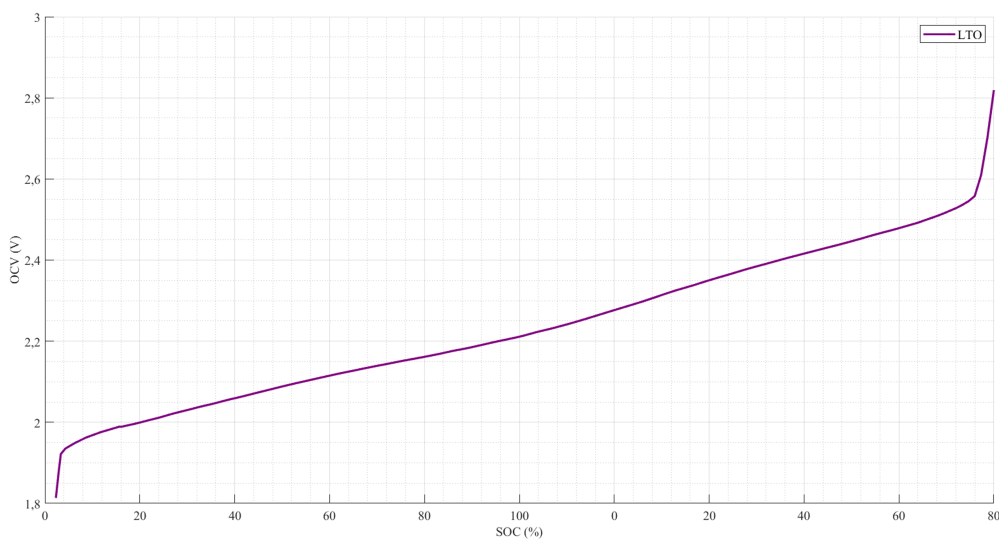


Figure 3.8 – Courbes de charge et de décharge de la caractéristique OCV-SOC pour la cellule NMCb

3.1. Modélisation du pack batteries



(a)



(b)

Figure 3.9 – Caractéristiques SOC-OCV pour les cellules NMC (a) et la cellule LTO (b)

3.1. Modélisation du pack batteries

3.1.2.3 Détermination des paramètres RC du circuit équivalent

A partir des essais de caractérisation réalisés en décharge, la réponse en tension de la cellule à un créneau de courant permet de déterminer les paramètres RC du circuit équivalent à 2 branches. Cette détermination peut se faire par lecture graphique ou à l'aide d'un algorithme génétique.

Détermination par lecture graphique

La Figure montre la réponse en tension d'une cellule à un échelon de courant. Pour extraire les paramètres du circuit électrique équivalent, qui capturent la réponse transitoire de la batterie, la procédure suivante a été appliquée [STR18] :

La résistance ohmique R_0 est calculée en divisant la chute de tension instantanée par la variation de courant, conformément à la loi d'Ohm, comme indiqué dans l'équation suivante :

$$R_0 = \frac{\Delta V_0}{\Delta i} = \left| \frac{V_0 - V_1}{i} \right| \quad (3.9)$$

Les résistances R_1 et R_2 sont ensuite déterminées à partir des variations de tension survenant aux temps τ_1 et τ_2 respectivement, comme le montrent les équations suivantes :

$$R_1 = \frac{\Delta V_1}{\Delta i} = \left| \frac{V_1 - V_2}{i} \right| \quad (3.10)$$

$$R_2 = \frac{\Delta V_2}{\Delta i} = \left| \frac{V_2 - V_3}{i} \right| \quad (3.11)$$

Ces résistances sont liées aux réponses de tension rapide et lente de la batterie, associées respectivement aux premiers et seconds réseaux RC.

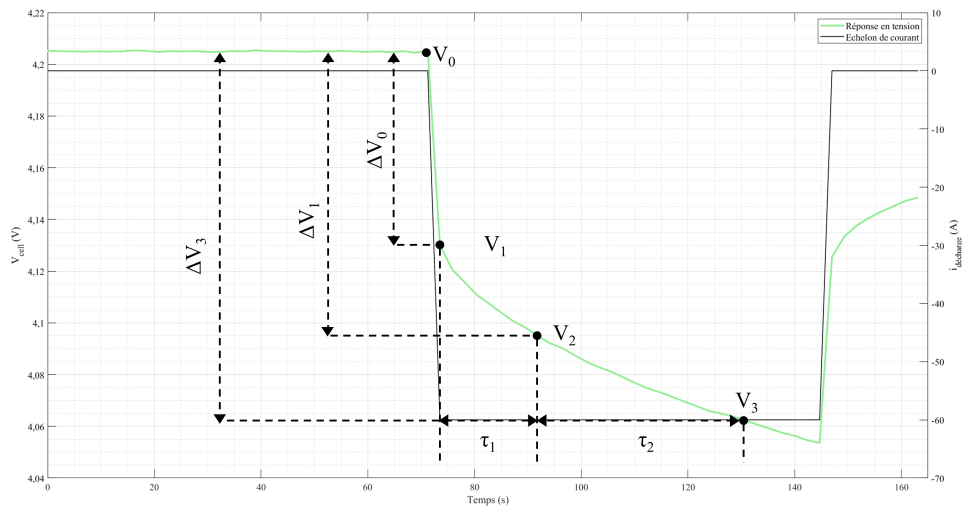


Figure 3.10 – Détermination par lecture graphique des paramètres RC

3.1. Modélisation du pack batteries

Les capacités C_1 et C_2 correspondantes ont été calculées en utilisant la constante de temps de chaque circuit RC :

$$\tau_i = R_i \cdot C_i \quad (3.12)$$

Avec $i = 1,2$.

Pour obtenir une représentation précise applicable à une large gamme de conditions de fonctionnement, les paramètres R et C ont été évalués pour différents niveaux de SOC (40 %, 45 %, 50 %, 55 %, 60 %). Les valeurs obtenues pour chaque niveau de SOC ont ensuite été moyennées afin de fournir une estimation générale des résistances et capacités pour les trois cellules de batterie testées. Ces valeurs moyennes sont présentées dans le Tableau 3.2.

Tableau 3.2. Paramètres RC des cellules LTO, NMCb et NMCA déterminés par lecture graphique

| Paramètres | LTO | NMCb | NMCA |
|-----------------------------------|----------------------|----------------------|-------|
| R_0 ($m\Omega$) | 2,38 | 1,04 | 6,83 |
| R_1 ($m\Omega$) | $5,54 \cdot 10^{-1}$ | $4,32 \cdot 10^{-1}$ | 3,34 |
| R_2 ($10^{-1} \cdot m\Omega$) | 4,58 | 3,56 | 9,12 |
| τ_1 (s) | 20,20 | 16,43 | 14,76 |
| τ_2 (s) | 38,58 | 34,45 | 33,71 |
| C_1 (F) | 22395 | 38224 | 4410 |
| C_2 (F) | 76523 | 96810 | 30291 |

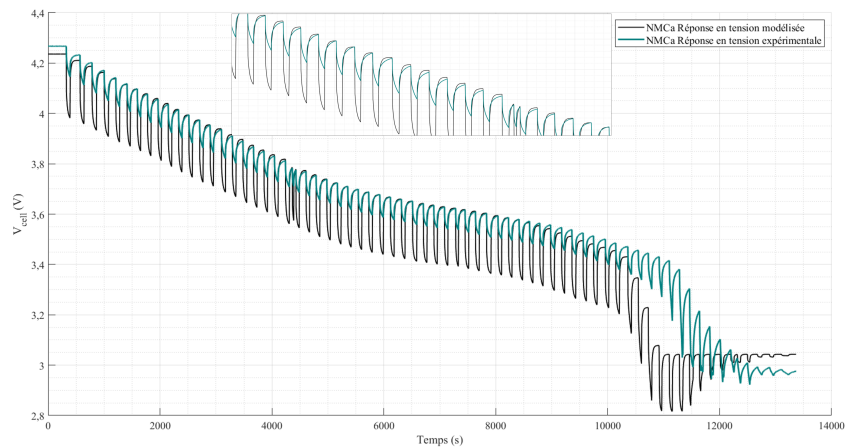
Ces paramètres ont ensuite été implémentés dans le modèle REM, construit sous MATLAB Simulink. Les résultats de modélisation pour les essais de caractérisation en décharge sont illustrés dans la Figure 3.11. Les erreurs quadratiques liées à ces modélisations sont présentées dans le Tableau 3.4.

Pour la cellule NMCA, les paramètres estimés à partir de l'analyse des courbes ne permettent pas une modélisation précise de la tension. En effet, le positionnement des points V_1 , V_2 , et V_3 est approximatif. Malgré les vérifications effectuées, ce positionnement pourrait être incorrect, ce qui compromet l'estimation précise de ces paramètres.

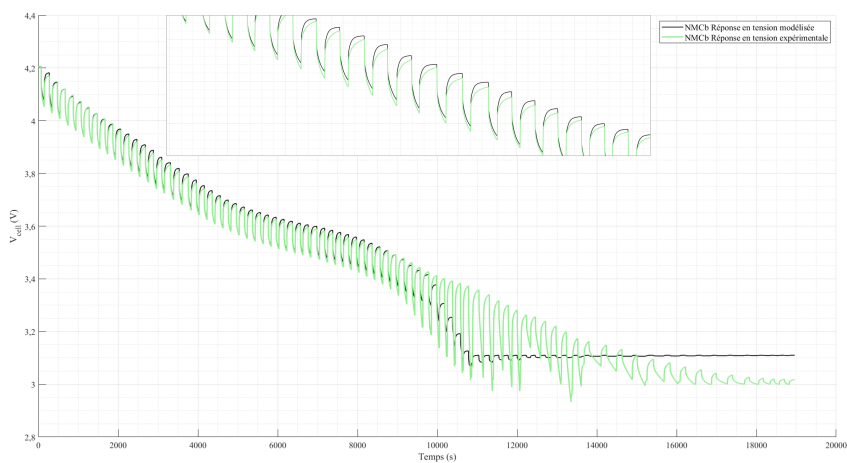
Pour la cellule NMCb, les courbes modélisées sont satisfaisantes et se rapprochent des courbes expérimentales. Entre la plage de tension correspondant à 20 % (3,5 V) et 80 % (3,9 V) du SOC, l'erreur entre la courbe modélisée et la courbe expérimentale est la plus faible.

Pour la cellule LTO, la courbe modélisée en décharge reproduit correctement les dynamiques observées dans la courbe expérimentale. Cependant, l'amplitude des pics de tension est surestimée par rapport à l'expérimental. De plus, pour une tension correspondant à un SOC inférieur à 20 %, le modèle ne parvient pas à représenter fidèlement le comportement expérimental. Les pics de tension modélisés sont significativement plus faibles que les pics mesurés expérimentalement. Cet écart semble

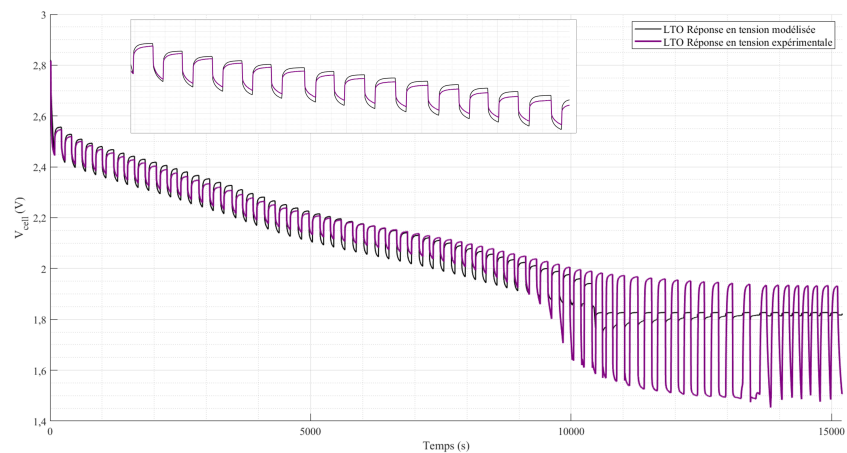
3.1. Modélisation du pack batteries



(a)



(b)



(c)

Figure 3.11 – Courbes modélisées et expérimentales pour les cellules NMCa(a), NMCb(b) et LTO(c) avec les paramètres déterminés par lecture graphique

3.1. Modélisation du pack batteries

être lié à une estimation inadéquate des paramètres capacitifs et résistifs pour cette plage de tension. Un ajustement des paramètres R et C en fonction de l'état de charge pourrait améliorer la précision du modèle lorsque le SOC descend en dessous de 20 %.

Pour ces trois cellules, des modélisations ont également été réalisées pour les essais de caractérisation en charge. Les résultats ne sont pas présentés ici car ils sont moins satisfaisants que ceux obtenus pour les essais de caractérisation en décharge. Cela s'explique par le fait que les paramètres RC ont été estimés à partir des courbes de décharge.

Détermination par algorithme génétique

Pour améliorer la précision des courbes modélisées précédemment, les paramètres RC du circuit équivalent ont été déterminés à l'aide d'un algorithme génétique. L'objectif est d'obtenir une représentation fidèle du comportement de la cellule dans une plage de tension allant de 50 % à 80 %, car c'est dans cette plage que notre cellule sera la plus sollicitée lors de la mise en place de notre stratégie de gestion d'énergie.

Afin de recueillir un plus grand nombre de données pour alimenter notre algorithme génétique, d'autres essais ont été réalisés, identiques pour chaque chimie testée. Ces essais se basent sur les créneaux de courant décrits dans la Figure 3.12.

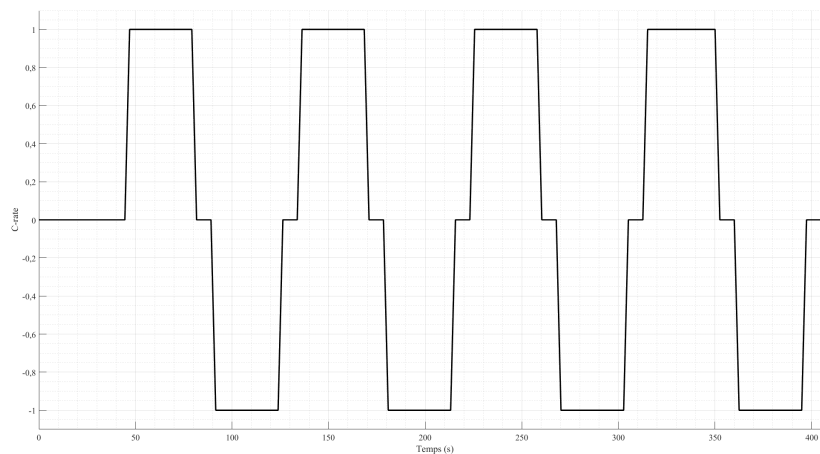


Figure 3.12 – Profil des créneaux de courant à 1C

Le premier essai est réalisé sur une cellule, avec un créneau de courant à ± 1 C et un état de charge initial de 80 % de SOC.

Les essais suivants sont effectués sur un empilement de 10 cellules en série. Le second essai est identique au premier (créneau de courant à ± 1 C et état de charge initial de 80 % de SOC), mais réalisé sur 10 cellules en série. L'objectif de cet essai est de vérifier si notre modèle, conçu pour une cellule, peut être appliqué correctement à 10 cellules en série. Ce point sera traité dans la sous-section suivante.

3.1. Modélisation du pack batteries

Le troisième essai consiste en la réalisation de 4 créneaux de courant à ± 1 C, cette fois-ci avec un état de charge initial des cellules à 60 %. L'objectif de cet essai est de démontrer que les paramètres RC trouvés pour un état de charge de 80 % sont également valables pour un état de charge de 60 %.

Enfin, le dernier essai consiste à appliquer des créneaux de courant à ± 2 C, pour un état de charge initial de 60 %. Cet essai vise à prouver que les paramètres RC déterminés pour un courant de ± 1 C sont également applicables à un courant de ± 2 C.

Les limites des paramètres dans l'algorithme génétique sont fixées à parti des valeurs déterminées dans le tableau 3.2. La fonction objective utilisée est l'équation de l'erreur quadratique moyenne (Mean Squared Error, MSE). Cette équation est donnée par :

$$\text{MSE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (V_{cell} - \hat{V}_{cell})^2 \quad (3.13)$$

où :

- n est le nombre d'observations,
- V_{cell} est la valeur observée,
- \hat{V}_{cell} est la valeur prédite.

Pour augmenter la rapidité de l'algorithme génétique, les critères suivants sont adoptés [AL 23] :

- Taille de la population = $p \cdot 10$, avec p le nombre de paramètres recherchés ;
- Générations maximales = $p \cdot 100$;
- Nombre de génération défaillantes = 10 ;
- Tolérance de la fonction = 1.

Les paramètres "Nombre de génération défaillantes" et "Tolérance" de la fonction permettent d'arrêter l'algorithme si le changement dans la moyenne relative de la fonction objective après le nombre de générations défaillantes fixées est inférieur ou égal la valeur de la tolérance (ici 1).

Tableau 3.3. Paramètres RC des cellules LTO, NMCb et NMCa déterminés par algorithme génétique

| Paramètres | LTO | NMCb | NMCa |
|-----------------------------------|---------------------|----------------------|-------|
| R_0 ($m\Omega$) | 1,46 | 1,05 | 2,49 |
| R_1 ($m\Omega$) | $4,2 \cdot 10^{-1}$ | $2,24 \cdot 10^{-1}$ | 1,59 |
| R_2 ($10^{-1} \cdot m\Omega$) | 1,83 | 3,42 | 8,89 |
| C_1 (F) | 32810 | 36173 | 16459 |
| C_2 (F) | 51761 | 95633 | 79848 |

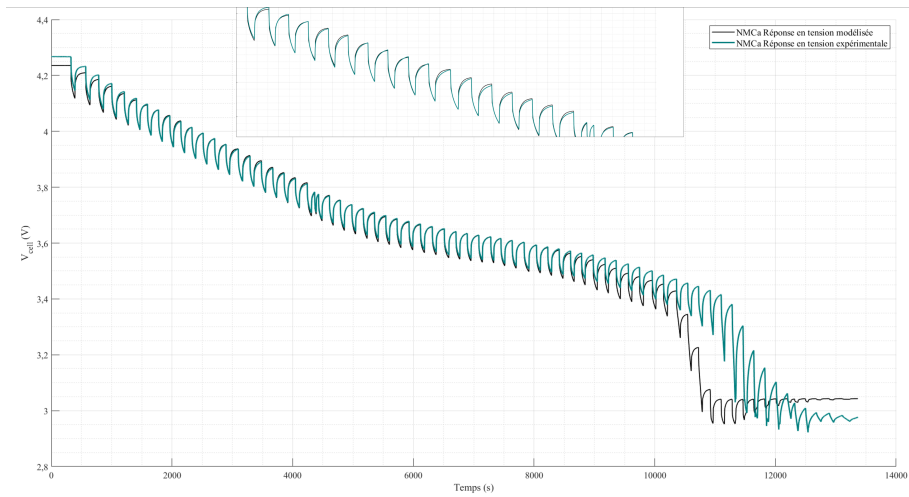
3.1. Modélisation du pack batteries

Les valeurs retenues sont présentées dans le Tableau 3.3. Ces valeurs ont été optimisées à partir des essais en créneaux de courant réalisés. La fiabilité des paramètres a été vérifiée à l'aide de la caractérisation OCV-SOC effectuée en décharge. La Figure 3.13 présente les profils de tension modélisés à partir des paramètres déterminés par algorithme génétique par rapport aux profils de tensions expérimentaux obtenus pour la caractérisation OCV-SOC en décharge. La précision du profil de tension avec les paramètres déterminés par algorithme génétique est meilleure que celle obtenue avec les paramètres déterminés par lecture graphique, ou du moins égale, comme dans le cas de la cellule NMCb. L'erreur quadratique moyenne pour les paramètres identifiés par lecture graphique et par algorithme génétique est indiquée dans le Tableau 3.4.

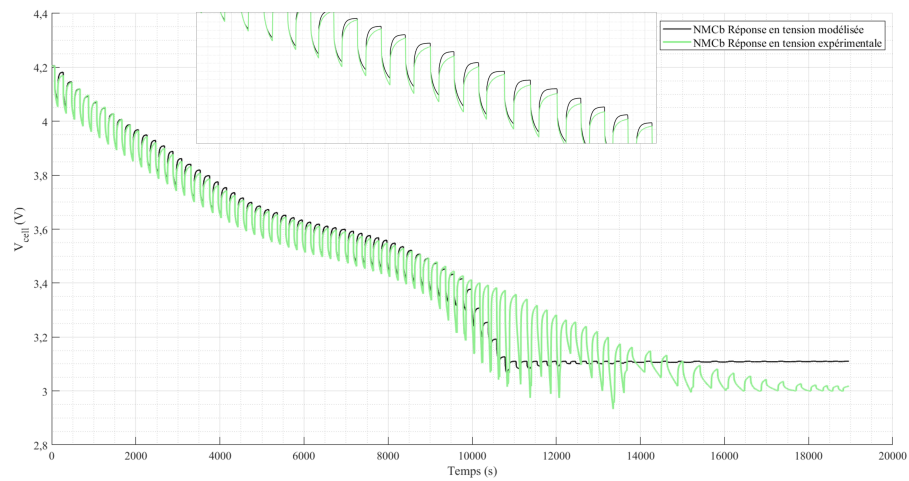
Tableau 3.4. Comparaison des erreurs quadratiques moyennes pour les paramètres identifiés par lecture graphique et par algorithme génétique

| MSE (-) | LTO | NMCb | NMCA |
|----------------------|--------|--------|--------|
| Lecture graphique | 0,0213 | 0,0174 | 0,0368 |
| Algorithme génétique | 0,0204 | 0,0174 | 0,023 |

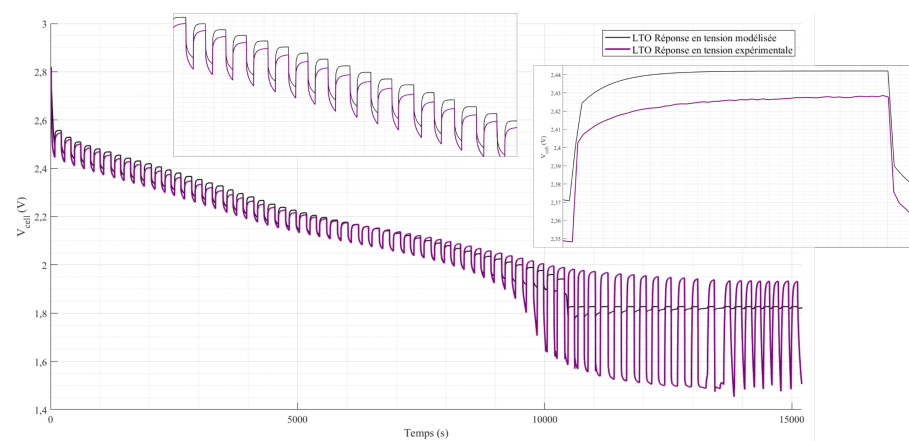
3.1. Modélisation du pack batteries



(a)



(b)



(c)

Figure 3.13 – Courbes modélisées et expérimentales pour les cellules NMCa(a), NMCb(b) et LTO(c) avec les paramètres déterminés par algorithme génétique

3.1. Modélisation du pack batteries

3.1.3 Modélisation finale du pack batteries

La modélisation finale du pack batteries est réalisée en utilisant les essais effectués avec les créneaux de courant. Les paramètres RC optimisés sont implémentés dans le modèle du pack batteries, puis le nombre de cellules en série est fixé dans le modèle. Enfin, les caractéristiques expérimentales sont évaluées et comparées aux données issues des fiches techniques.

3.1.3.1 Résultats des essais réalisés en créneaux de courant

Pour rappel, les cycles de créneaux de courant pour les batteries se composent de 3 campagnes d'essais, basées sur le même profil de créneau de courant. La première campagne s'effectue à 80 % SOC pour un créneau de courant de $\pm 1 C$; la deuxième campagne s'effectue à 60 % SOC pour un créneau de courant de $\pm 1 C$ et la troisième campagne à 60 % SOC pour un créneau de courant de $\pm 2 C$. Ces essais ont une durée moyenne de 6 minutes.

Profil de tension à 60 % SOC pour un créneau de courant de $\pm 1 C$

Les profils de tension de la Figure 3.14 sont ceux issus de la campagne à 60 % SOC pour un créneau de courant de $\pm 1 C$.

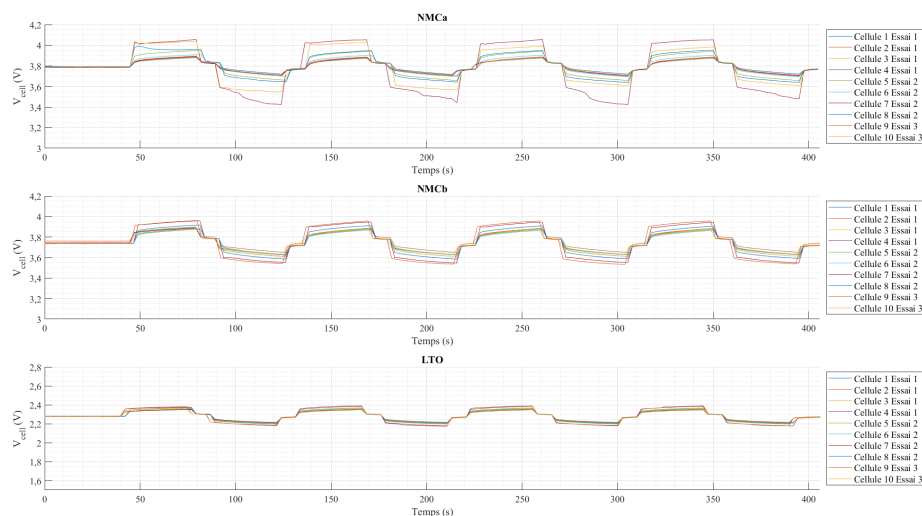


Figure 3.14 – Profils de tension réalisés à 60 % de SOC pour des créneaux de courant de $\pm 1 C$

Sur l'ensemble des essais en créneaux de courant réalisés, les cellules LTO présentent une tension plus homogène que les cellules NMC. Lors de l'application du créneau de courant, la tension des cellules LTO varie d'environ $\pm 80 mV$, tandis que la tension aux bornes des cellules NMCb varie entre $\pm 120 mV$ et $\pm 200 mV$, atteignant parfois jusqu'à $\pm 300 mV$ pour la cellule NMCa. Les surtensions observées sur le profil de tension des cellules NMCa sont récurrentes durant les essais. Ce phénomène est attribué au montage manuel des cellules sur le support de test.

3.1. Modélisation du pack batteries

Au cours des campagnes d'essais, il a été démontré que les variations de tension observées sur certaines cellules ne sont pas directement liées à leur position dans l'empilement en série, mais plutôt à une variabilité de la surface de contact entre les électrodes et les borniers des supports de test, influencée par le serrage des bornes.

Étude de l'évolution des températures

L'évolution des températures de surface des cellules a été surveillée durant les essais en créneaux de courant. Les observations suivantes résultent de l'analyse des températures de surface de l'ensemble des cellules (30 au total, 10 cellules pour chaque chimie). Pour les cellules NMCa :

- L'état de charge n'influence pas l'élévation de la température de surface des cellules.
- Les créneaux de courant à ± 2 C provoquent une élévation de la température de surface deux fois supérieure à celle causée par des créneaux de courant à ± 1 C. L'élévation maximale de température est constatée lors de l'essai à 60 % SOC avec des créneaux de courant à ± 2 C, atteignant 2°C .

Pour les cellules NMCb :

- Globalement, les cellules NMCb présentent une élévation de température de surface plus importante que les cellules NMCa, avec une élévation maximale de $1,3^\circ\text{C}$.
- En analysant l'évolution des températures ambiantes et de surface durant ces essais, il apparaît que l'état de charge de la cellule peut influencer son élévation en température : un état de charge proche de 100 % SOC entraîne une élévation plus importante qu'un état de charge de 60 %.

Pour les cellules LTO :

- Les températures de surface des cellules LTO, ainsi que leurs évolutions, sont plus homogènes que celles des cellules NMC.

3.1.3.2 Résultats de la modélisation des pack batteries

Cette partie présente les résultats obtenus à partir de la modélisation des packs batteries, en comparant les profils de tension et l'évolution de l'état de charge des cellules modélisées avec les données expérimentales.

Profils de tension

La Figure 3.15 illustre les profils de tension modélisés et expérimentaux pour un état de charge initial de 80 % et des créneaux de courant de ± 1 C.

Dans la partie supérieure de chaque Figure, les profils de tension modélisés et expérimentaux pour le pack de batteries sont présentés. La partie inférieure de chaque figure montre les relevés de tension expérimentaux de chaque cellule, comparés aux tensions modélisées.

3.1. Modélisation du pack batteries

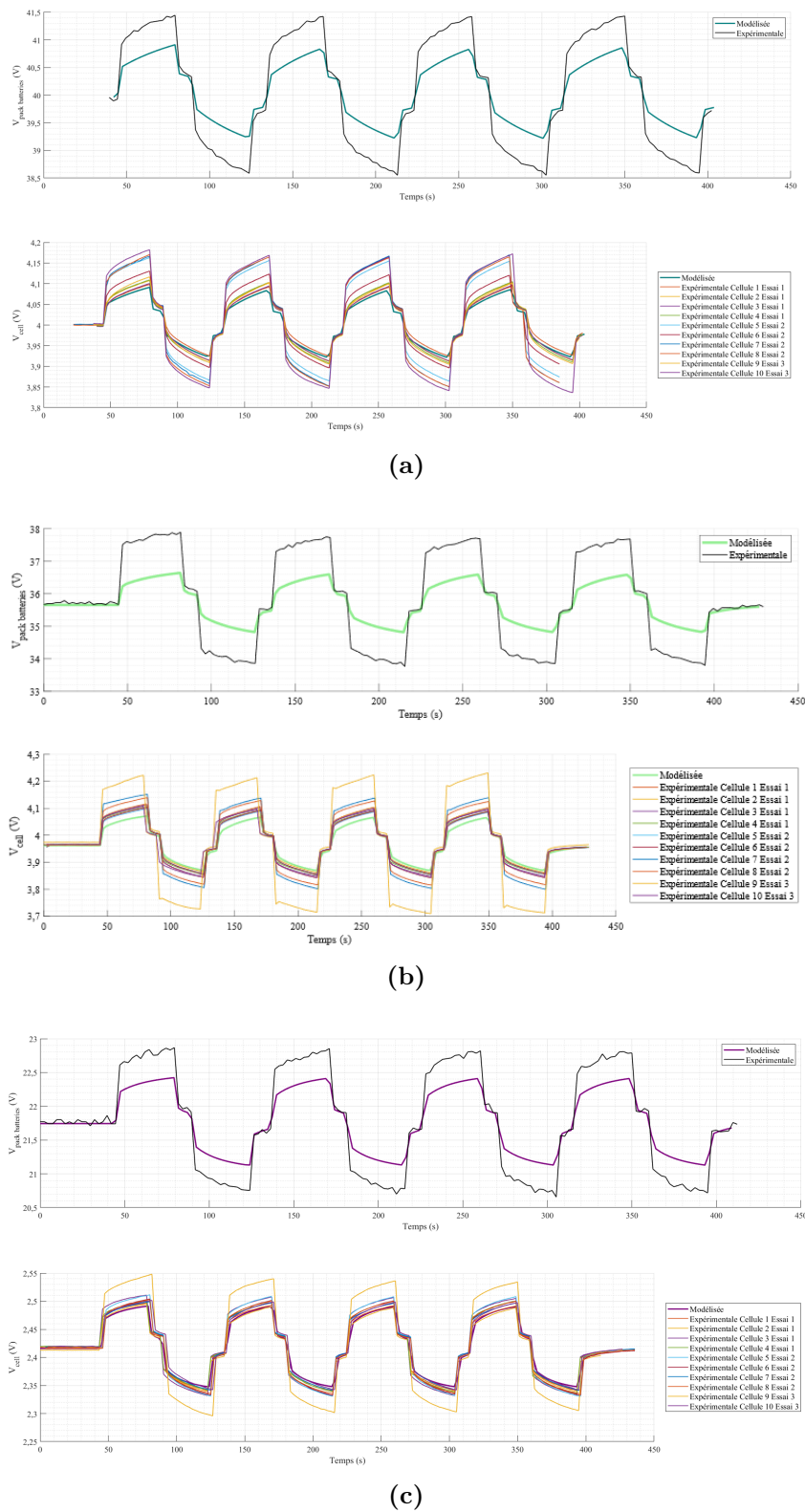


Figure 3.15 – Courbes modélisées et expérimentales pour des packs batteries NMCa(a), NMCb(b) et LTO(b) pour des créneaux de courant de ± 1 C et un état de charge initial de 80 %

3.1. Modélisation du pack batteries

Pour les relevés de tension des cellules NMCb et LTO, il a été observé que la tension de la cellule n°9, dans chaque chimie, ne suit pas la tendance des 9 autres cellules. Cette différence a été identifiée et est attribuée au banc d'essais, principalement en raison du support de test qui présente une surface de contact réduite au niveau de ce 9^{ième} emplacement, causée par une micro-distorsion des plaques conductrices. Par conséquent, les tensions de ces cellules 9 ont été exclues du calcul de la tension totale du pack batteries. Ainsi, les relevés de tension du pack batteries pour les cellules NMCb et LTO représentent la somme des tensions de 9 cellules en série. En revanche, pour le pack batteries NMCA, les relevés de tension reflètent les tensions en série des 10 cellules.

Il convient également de prêter attention à l'effet d'échelle dans la représentation de la somme des tensions des 9 cellules en série. Les tensions expérimentales de chaque cellule montrent de légères variations par rapport à la tension modélisée d'une cellule unique, ce qui peut expliquer les écarts observés entre les tensions totales modélisées et expérimentales. Après plusieurs campagnes d'essais, il a été conclu que ces différences étaient principalement dues au serrage manuel des écrous sur les bornes. Par ailleurs, les profils de tension expérimentaux du pack batteries présentent des irrégularités, car ils résultent de la somme des tensions individuelles mesurées sur chaque cellule, plutôt que d'une mesure unique aux bornes du pack.

Pour réduire les écarts entre le modèle et les mesures expérimentales, il serait possible d'améliorer le banc d'essai en remplaçant le serrage manuel par des pinces garantissant un serrage uniforme pour toutes les cellules. Concernant les batteries, les écarts observés restent acceptables, étant principalement dus aux erreurs expérimentales.

Pour le pack batteries NMCA, l'erreur quadratique moyenne est de 1,79. Concrètement, la tension modélisée du pack batteries est inférieure de 0,66 V sous un courant de +1 C, et supérieure de 0,67 V sous un courant de -1 C.

Pour le pack batteries NMCb, l'erreur quadratique moyenne est de 1,96 pour un pack composé de 9 cellules. Si la tension de la cellule n°9 était incluse, portant le total à 10 cellules, l'erreur quadratique moyenne augmenterait à 2,60. En considérant seulement les 9 cellules, la tension modélisée du pack est inférieure de 1,2 V sous un courant de +1 C, et supérieure de 1,07 V sous un courant de -1 C.

Enfin, pour le pack batteries LTO, l'erreur quadratique moyenne est de 1,73 pour un pack de 9 cellules. Si la tension de la cellule n°9 était prise en compte, augmentant ainsi le nombre de cellules à 10, l'erreur quadratique moyenne serait de 1,96. Avec 9 cellules, la tension modélisée du pack est inférieure de 0,48 V sous un courant de +1 C, et supérieure de 0,4 V sous un courant de -1 C.

Évolution de l'état de charge du pack batteries

L'évolution de l'état de charge du pack batteries est également surveillée dans les modélisations, car cet indicateur sera crucial lors de la mise en place de la gestion d'énergie.

3.1. Modélisation du pack batteries

Les créneaux de courant à ± 1 C consistent à appliquer un courant de charge de 1C pendant environ 30 secondes, suivi d'une décharge équivalente à -1C pendant la même durée. En théorie, après un cycle complet de charge et de décharge, l'état de charge du pack batteries devrait revenir à son niveau initial. Cependant, comme les créneaux de courant ne sont pas automatisés, les temps de charge et de décharge peuvent légèrement varier au sein d'un même essai. Avec un courant de ± 1 C appliqué pendant 30 secondes, l'état de charge du pack batteries devrait varier de $\pm 0,86$ %.

La Figure 3.16 illustre l'évolution de l'état de charge des packs batteries NMCa, NMCb et LTO pour des créneaux de courant à ± 1 C, avec un état de charge initial de 80 %. Pour les trois modèles, l'évolution de l'état de charge est cohérente, c'est-à-dire que l'état de charge du pack batteries revient à son état initial après l'application d'un créneau de courant où le temps de charge est identique au temps de décharge.

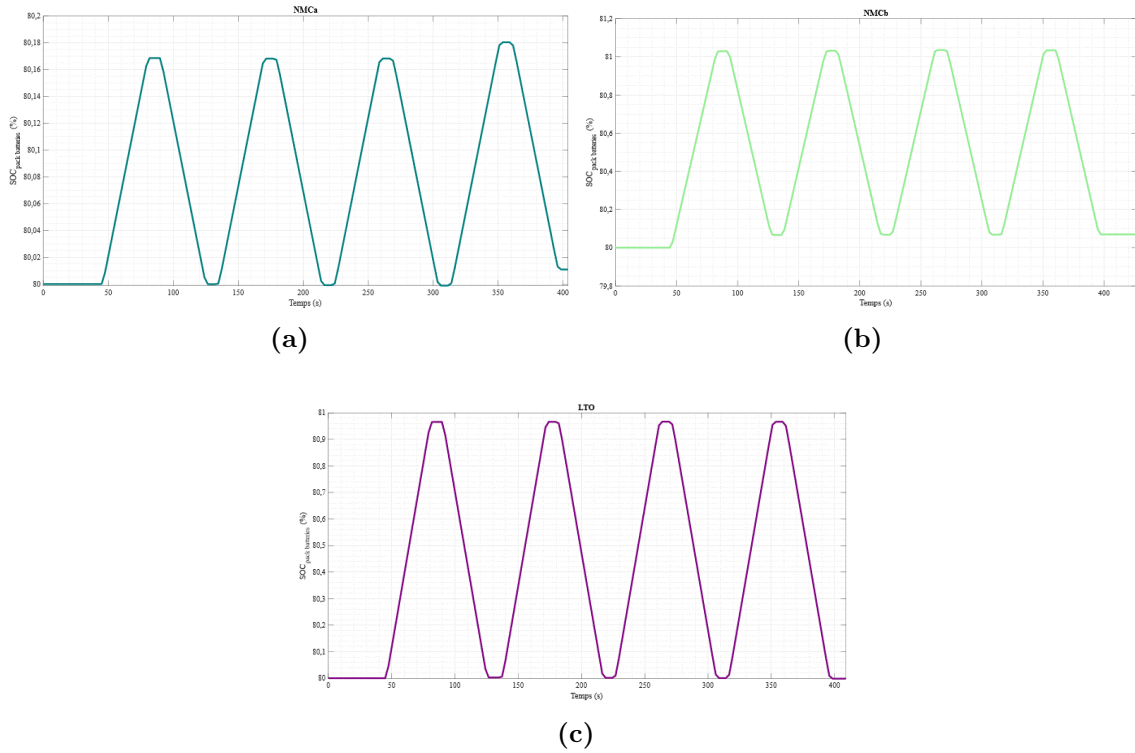


Figure 3.16 – État de charge des packs batteries NMCa (a), NMC (b) et LTO (c) modélisés pour un créneau de courant de ± 1 C et un état de charge initial de 80 %

Modélisation théorique du pack batteries LFP

La modélisation du pack batteries LFP est basée sur les paramètres fournis dans la référence [BAR22]. Cette modélisation prend uniquement en compte les paramètres de la première branche, qui varient en fonction de l'état de charge de la cellule. Selon cette référence, la précision du modèle est inférieure à 1%. Les paramètres utilisés proviennent d'une cellule prismatique de 60 Ah, avec une tension nominale de 3,2V et un courant continu en décharge pouvant atteindre -3C. Les

3.2. Modélisation d'un supercondensateur

courants de pulsation, pouvant durer jusqu'à 20 secondes, parviennent à 600 A en décharge et 180 A en charge. Les courants de pulsation, pouvant durer jusqu'à 20 secondes, atteignent 600 A en décharge et 180 A en charge. Le poids de cette cellule est de 2,3 kg. La tension minimale est de 2,8 V et la tension maximale de 4,0 V.

La Figure 3.17 présente la réponse en tension du modèle LFP en réaction à un créneau de courant de ± 1 C, avec un état de charge initial de 80 %. L'évolution de l'état de charge en fonction du temps est également illustrée.

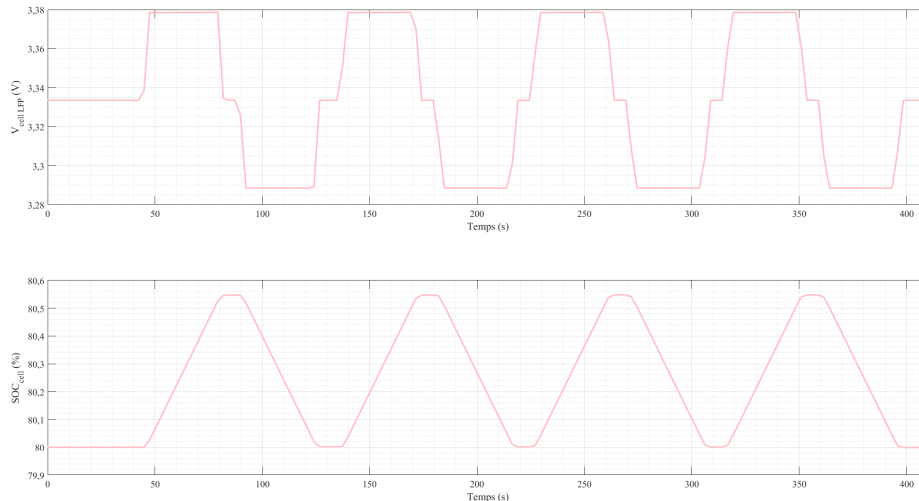


Figure 3.17 – Réponse en tension et évolution de l'état de charge de la cellule LFP pour un créneau de courant de ± 1 C et un état de charge initial de 80 %

3.2. Modélisation d'un supercondensateur

Cette partie se concentre sur le développement et la validation de modèles de circuit équivalent pour les supercondensateurs, en particulier le modèle de Zubieta-Bonert à deux branches. Ce modèle permet de capturer les dynamiques complexes de charge et de décharge des supercondensateurs, en prenant en compte les phénomènes de redistribution de charge interne. Après une présentation détaillée des différentes configurations de modèles, la campagne d'essais expérimentaux sera décrite, permettant de valider et de calibrer les paramètres du modèle théorique.

3.2.1 Modélisation théorique

Cette partie aborde la modélisation théorique des supercondensateurs en utilisant des modèles de circuit équivalent. Les différentes configurations de ces modèles sont présentées, en mettant particulièrement l'accent sur le modèle de Zubieta-Bonert à 2 branches [BOU09a; ALC14]. La représentation énergétique macroscopique de ce modèle est ensuite détaillée.

3.2. Modélisation d'un supercondensateur

3.2.1.1 Principales caractéristiques des modèles de circuit équivalent des supercondensateurs

Dans cette partie, les différents modèles de circuit équivalent pour les supercondensateurs sont présentés. Le modèle de Zubieta-Bonert à 2 branches est présenté en détail.

Différents modèles de circuit équivalents

Il existe plusieurs modèles pour décrire le comportement d'un supercondensateur. Tout comme pour les batteries, le choix du modèle dépend de la complexité finale désirée. Les modèles présentés ci-dessous sont basés sur des modèles de circuits électriques équivalents.

Le modèle le plus simple est généralement proposé par le constructeur : un circuit RC en série. R représente la résistance série équivalente traduisant les pertes par effet Joule dans le supercondensateur, et C la capacité principale du supercondensateur. Ce modèle ne prend pas en compte la dépendance de la capacité à la tension de charge, ni les phénomènes de redistribution de charge interne, ce qui peut limiter sa précision dans certaines applications [ALC14].

Le modèle à deux branches, appelé modèle de Zubieta-Bonert, se base sur un modèle à courant constant d'une cellule de supercondensateur. Il représente le comportement du supercondensateur à l'aide de deux circuits RC. Ce modèle est plus sophistiqué que le simple modèle RC en série et vise à capturer les phénomènes de charge et décharge rapide ainsi que les dynamiques plus lentes associées à la redistribution des charges internes. Ce modèle est utile pour des applications où une modélisation précise des dynamiques de charge et décharge est cruciale, par exemple dans les systèmes de gestion de l'énergie [ALC14]. Le modèle de Zubieta-Bonert à 3 branches offre une représentation plus précise des dynamiques internes, mais il est également plus complexe à calibrer.

Il existe également un modèle théorique contenant n branches de type RC en série pour les deux électrodes. En plus de modéliser ces deux électrodes, ce modèle inclut les résistances de l'anode, de la cathode et du séparateur. Ce modèle prend en compte tous les phénomènes liés aux supercondensateurs, comme la non-linéarité du stockage de la charge et la redistribution interne de la charge stockée. Toutefois, il est en pratique peu exploitable en raison du nombre théorique élevé de branches RC [BIE09].

Dans nos travaux, le modèle de Zubieta-Bonert à deux branches a été choisi. Ce modèle est particulièrement bien adapté aux applications de véhicules, car il capture efficacement les cycles rapides de charge et de décharge des supercondensateurs, notamment lors des phases d'accélération et de freinage régénératif. En utilisant une structure simple de circuit RC, le modèle reproduit fidèlement le comportement transitoire, ce qui est essentiel pour la gestion d'énergie en temps réel et la distribution de puissance. Sa simplicité permet une modélisation précise tout en étant compatible avec les exigences dynamiques des véhicules [BER19].

3.2. Modélisation d'un supercondensateur

Modèle de Zubieta-Bonert à 2 branches

Le modèle de Zubieta-Bonert à 2 branches est une représentation améliorée des supercondensateurs, permettant de mieux capturer les dynamiques internes. Ce modèle se compose de deux circuits RC en parallèle et d'un troisième circuit composé uniquement d'une résistance de fuite [MIN19].

La première branche, composée des éléments R_1 , C_0 et C_{1v} , représente l'énergie rapidement stockée et libérée. La capacité dans cette première branche est variable en fonction de la tension de polarisation V_{10} , cette variation étant notée C_{1v} et son facteur K_v . C_0 représente la capacité fixe, généralement fournie par le constructeur. L'ensemble de ces paramètres permet de définir la tension aux bornes du supercondensateur [BOU08] :

$$V_{SC} = R_1 \cdot i_1 + \frac{1}{C_0 + C_{1v}} \int i_1 dt + V_0 \quad (3.14)$$

Où V_0 est la tension minimale du supercondensateur, généralement égale à la moitié de la tension nominale fournie par le constructeur², et i_1 le courant traversant la première branche du supercondensateur.

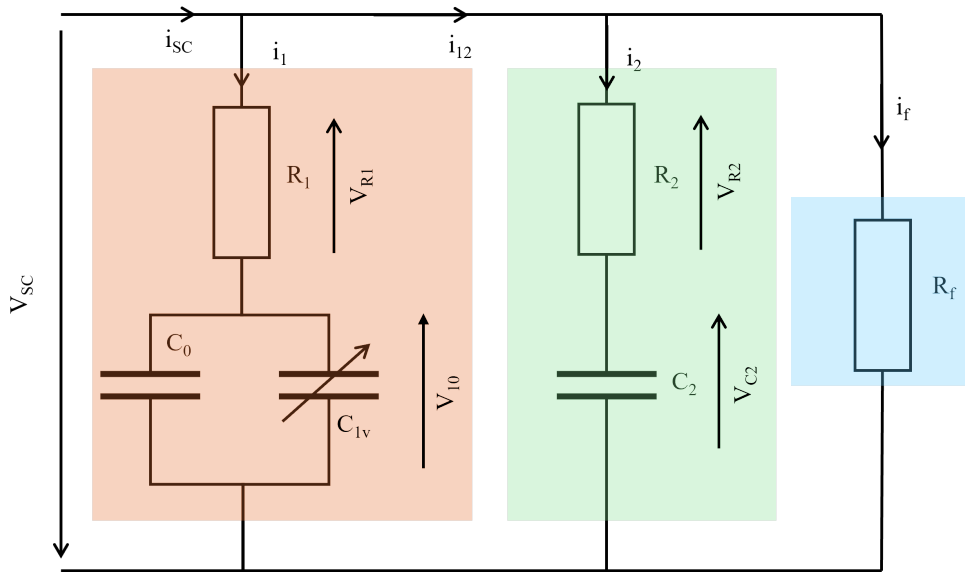


Figure 3.18 – Modèle de Zubieta à 2 branches, avec une résistance de fuite

La deuxième branche, composée des éléments (R_2 et C_2), modélise l'énergie lentement stockée et libérée, associée à la redistribution des charges internes après une charge ou une décharge :

$$V_{SC} = R_2 \cdot i_2 + \frac{1}{C_2} \int i_2 dt + V_0 \quad (3.15)$$

2. Cette tension est choisie car elle permet de préserver la durée de vie du supercondensateur.

3.2. Modélisation d'un supercondensateur

Enfin, le troisième circuit, composé de la résistance de fuite R_f , est défini par l'équation suivante :

$$V_{SC} = R_f \cdot i_f + V_0 \quad (3.16)$$

Selon la première loi de Kirchhoff, les courants traversant les branches sont définis par l'équation suivante :

$$\begin{cases} i_{SC} = i_1 + i_2 + i_f \\ i_{12} = i_2 + i_f \\ i_{sc} = i_{12} + i_1 \end{cases} \quad (3.17)$$

3.2.1.2 Représentation Énergétique Macroscopique des supercondensateurs

La représentation énergétique macroscopique (REM) du supercondensateur utilise les équations présentées précédemment ainsi que le modèle de Zubieta à 2 branches illustré dans la Figure 3.18.

Représentation générale

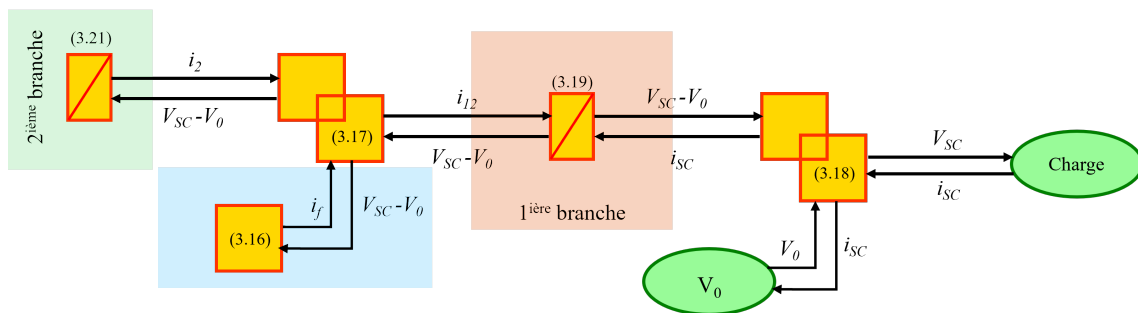


Figure 3.19 – Représentation énergétique macroscopique du modèle de Zubieta à 2 branches d'un supercondensateur

Cette REM se compose d'un élément de couplage principal qui vient additionner la tension minimale constante du supercondensateur V_0 à sa tension variable V_{SC} . L'équation de cet élément de couplage principal est la suivante :

$$V_{SC} = (V_{SC} - V_0) + V_0 \quad (3.18)$$

Détails des blocs

La modélisation REM comprend ensuite trois autres éléments de couplage, représentant respectivement la première branche, la deuxième branche, et la résistance de fuite.

La première branche impose la tension $V_{SC} - V_0$ aux bornes du supercondensateur, tandis que les deux autres branches imposent les courants i_2 et i_f . La tension

3.2. Modélisation d'un supercondensateur

$V_{SC} - V_0$ est calculée conformément à l'équation 3.14, et elle représente un bloc d'accumulation.

$$\begin{cases} V_{SC}(p) - V_0 = \left(R_1 + \frac{1}{(C_0 + C_{1v}) \cdot p} \right) \cdot i_1(p) \\ i_1(p) = i_{SC}(p) - i_{12}(p) \end{cases} \quad (3.19)$$

Ce bloc d'accumulation contient la capacité variable C_{1v} , définie de la façon suivante :

$$C_{1v} = K_v \cdot (V_{SC}(p) - V_{SC}) (p - 1) \quad (3.20)$$

Le second élément de couplage permet de calculer le courant i_{12} , d'après l'équation 3.17.

L'élément d'accumulation de la seconde branche permet de calculer le courant i_2 . Le courant i_2 est calculé à partir de l'équation 3.15 et de la transformée de Laplace.

$$i_2(p) = \frac{V_{SC}(p) - V_0}{R_2 + \frac{1}{C_2 \cdot p}} \quad (3.21)$$

Enfin, le bloc de conversion servant au calcul du courant de fuite i_f contient l'équation 3.16.

Représentation générale des supercondensateurs en série

De la même manière que le modèle d'une cellule batterie a été défini pour en déduire ensuite le modèle d'un pack batterie à l'aide d'un élément de conversion, la même démarche est réalisée pour calculer la tension de plusieurs supercondensateurs en série. La tension résultante du pack de supercondensateurs V_{SCs} en série est la suivante :

$$V_{SCs} = n_{SCs} \cdot V_{SC} \quad (3.22)$$

Où n_{SCs} représente le nombre de supercondensateurs en série. Cette équation est représentée par la REM présentée dans la Figure ci-dessous.

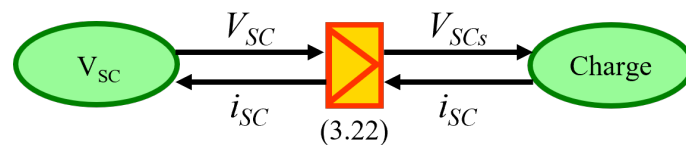


Figure 3.20 – Représentation énergétique macroscopique d'un pack de supercondensateurs

3.2.2 Détermination des caractéristiques et des paramètres du supercondensateur

Cette partie présente les différentes campagnes d'essais menées pour valider le modèle théorique du supercondensateur et en estimer les paramètres du modèle

3.2. Modélisation d'un supercondensateur

de Zubieta-Bonert. Les essais ont été conçus pour évaluer la précision du modèle et vérifier son adéquation avec les comportements expérimentaux observés. Après avoir présenté les caractéristiques du supercondensateur testé et le banc d'essai utilisé, le protocole d'essai sera détaillé.

3.2.2.1 Présentation de la campagne d'essais

Cette campagne d'essais sur le supercondensateur vise à évaluer la fiabilité du modèle théorique développé et à en estimer les paramètres. Après avoir présenté les caractéristiques du supercondensateur testé ainsi que le banc d'essai utilisé, le protocole de test sera détaillé.

Caractéristiques du supercondensateur testé

Le supercondensateur utilisé dans cette étude est un modèle de 2600 F fabriqué par Maxwell Technologies (voir Figure 3.21).



Figure 3.21 – Supercondensateur Maxwell 2600 F

Fondée en 1965, Maxwell Technologies est une entreprise américaine spécialisée dans la conception et la fabrication de supercondensateurs et de solutions de stockage d'énergie haute performance. L'entreprise est reconnue pour ses innovations dans le domaine des supercondensateurs, largement utilisés dans des secteurs variés tels que l'automobile, les énergies renouvelables, et l'électronique industrielle. En 2019, Maxwell a été acquise par Tesla, renforçant ainsi son rôle dans le développement des technologies de stockage d'énergie, notamment pour les véhicules électriques et les systèmes de gestion de l'énergie. Les caractéristiques du supercondensateur testé sont présentées dans le Tableau 3.5.

Le courant de court-circuit maximal indique le courant le plus élevé que le supercondensateur peut délivrer en cas de court-circuit, démontrant ainsi sa capacité à fournir une puissance instantanée importante. L'ESR (Equivalent Series Resistance) est déterminé à l'aide d'un courant de 100 A. Ce paramètre est crucial car il affecte les pertes et la chaleur générée lors de l'utilisation du supercondensateur, tout en

3.2. Modélisation d'un supercondensateur

Tableau 3.5. Caractéristiques du Supercondensateur Maxwell Boostcap

| Caractéristique | Valeur |
|---------------------------------------|-------------------------|
| Capacité nominale | 2600 F |
| Tension nominale | 2,7 V |
| Tension maximale | 2,85 V |
| Température de surface maximale | 65 °C |
| Courant de court-circuit maximal | 5000 A |
| Courant utilisé pour déterminer l'ESR | 100 A |
| ESR (Résistance équivalente en série) | 0,25 mΩ |
| Énergie massique | 5,6 Wh.kg ⁻¹ |

étant un bon indicateur de l'état de santé du composant. Bien que la tension minimale du supercondensateur ne soit pas explicitement indiquée dans le Tableau 3.5, elle est généralement équivalente à la moitié de la tension nominale, soit 1,35 V pour le supercondensateur étudié.

Banc d'essais

Le banc d'essai est identique à celui utilisé pour les batteries, à l'exception du support de test conçu pour les cellules POUCH, qui n'est pas employé. Les températures de surface aux deux extrémités et au centre du supercondensateur sont mesurées, ainsi que la température ambiante, à l'aide d'un thermocouple de type K. La tension aux bornes du supercondensateur est mesurée à la fois par les cartes d'acquisition NI et les alimentations bi-réversibles ITECH, tandis que le courant est mesuré exclusivement par ces alimentations. Toutes les données d'essai sont automatiquement collectées dans un fichier EXCEL, et le courant est contrôlé via une interface utilisateur développée sous LabVIEW.

Protocole de test

Les essais menés sur ces supercondensateurs consistent en des cycles de charge et décharge. Les supercondensateurs sont chargés et déchargés jusqu'à atteindre 50 % de leur tension nominale, selon des profils de courant constant. La charge est effectuée jusqu'à la tension maximale, suivie d'une pause de 10 secondes à courant nul. Ensuite, le supercondensateur est déchargé jusqu'à 50 % de sa tension nominale, suivi d'une pause de 20 secondes à courant nul. Ce cycle est répété quatre fois. Ce protocole de test est basé sur la référence [MOR21] et est présenté dans la Figure 3.22. Les essais sur ce module sont effectués à 40 A, 60 A, 80 A, 100 A et 120 A.

3.2. Modélisation d'un supercondensateur

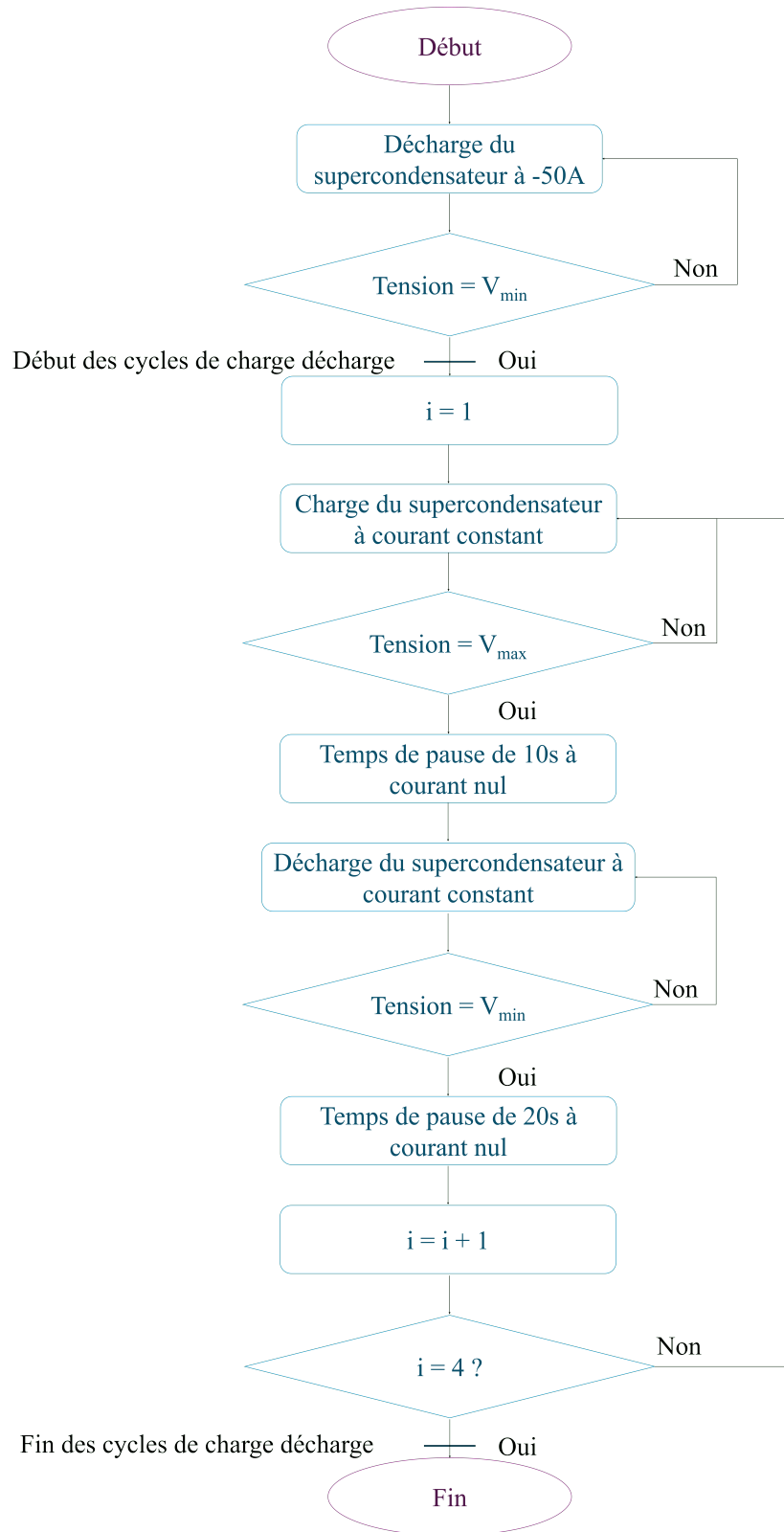


Figure 3.22 – Protocoles d'essais réalisés pour les cycles de charge/décharge du supercondensateur

3.2. Modélisation d'un supercondensateur

3.2.2.2 Détermination de l'ESR et de l'énergie stockée

Cette partie vise à déterminer l'Equivalent Series Resistance (ESR) et l'énergie stockée des supercondensateurs utilisés, en comparant les valeurs expérimentales aux spécifications théoriques. Ces paramètres sont essentiels pour évaluer l'état de vieillissement des supercondensateurs et pour modéliser avec précision leur comportement dans les applications envisagées.

Description des méthodes

Plusieurs méthodes existent pour déterminer l'ESR (Equivalent Series Resistance), dont une développée par la société Maxwell et décrite dans la thèse [ALC14]. L'ESR est d'abord mesurée pour évaluer l'état actuel de vieillissement des supercondensateurs, car les deux supercondensateurs utilisés dans ces essais ont déjà servi au sein du laboratoire. La comparaison entre l'ESR théorique et expérimentale permettra d'obtenir une bonne estimation de l'état de vieillissement du supercondensateur testé. La valeur expérimentale de l'ESR sera ensuite utilisée pour modéliser le comportement du supercondensateur. L'ESR peut être déterminée en appliquant un courant de charge ou de décharge. La méthode, décrite dans le schéma de principe de la Figure 3.23 et mise au point par la société Maxwell, permet également de déterminer la capacité actuelle du supercondensateur testé.

L'ESR est déterminée en mesurant la chute de tension ΔV_R aux bornes du supercondensateur au moment où le courant de charge passe de l'intensité i à une intensité nulle. En appliquant la loi d'Ohm, l'ESR est calculée à l'aide de l'équation suivante :

$$\text{ESR} = \frac{\Delta V_R}{i} \quad (3.23)$$

La capacité fixe C_0 est calculée en mesurant Δt_C , le temps nécessaire pour que la tension passe de la moitié de la tension maximale à la tension maximale V_{\max} . La différence de tension ΔV_C correspond à la variation de tension entre la moitié de la tension maximale et la tension maximale. L'équation suivante permet de calculer C_0 :

$$C_0 = \frac{i \cdot \Delta t_C}{\Delta V_C} \quad (3.24)$$

Indépendamment de ces paramètres, l'énergie stockée est calculée de la façon suivante [TEC17] :

$$E_{\text{stockée}} = \frac{1}{2} \cdot C_0 \cdot \frac{V_n^2}{3600} \quad (3.25)$$

Avec V_n la tension nominale du supercondensateur.

Détermination de l'ESR

L'ESR moyenne a été déterminée pour des créneaux de courant de 100 A. La Figure 3.24 montre les profils de tension utilisés pour calculer cette ESR. L'ESR moyenne obtenue est de 0,64 mΩ. L'ESR annoncée dans la fiche technique est de 0,25 mΩ. Cette valeur expérimentale de l'ESR moyenne, deux fois supérieure à celle

3.2. Modélisation d'un supercondensateur

indiquée dans la fiche technique, s'explique par le vieillissement du supercondensateur.

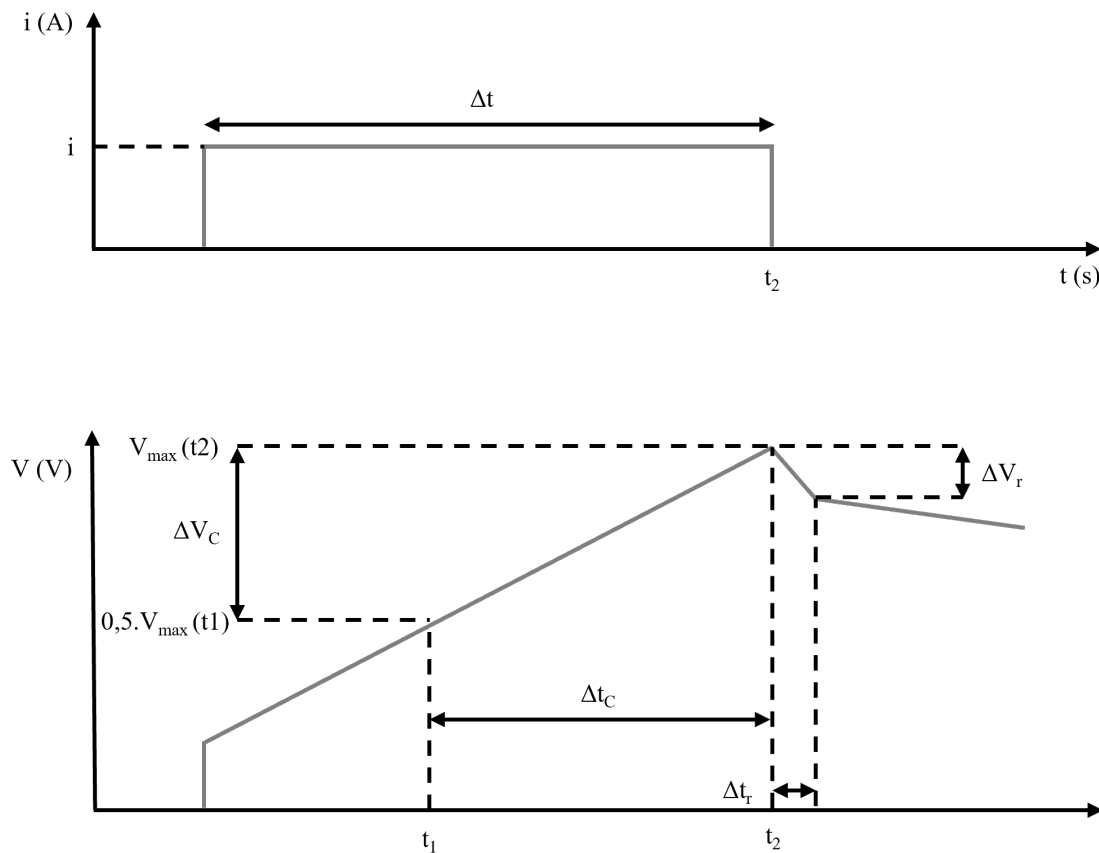


Figure 3.23 – Schéma de principe pour la détermination de l'ESR et de la capacité fixe d'un supercondensateur

Résumé des caractéristiques générales expérimentales et théoriques

Pour les quatre créneaux de courant appliqués à 100 A, la capacité fixe mesurée est de 2491 F, comparée aux 2600 F indiqués dans la fiche technique. En se basant sur cette capacité fixe, l'énergie stockée expérimentale a été calculée. À partir de l'équation 3.25 et des paramètres précédemment déterminés, l'énergie stockée expérimentale est de 2,5 Wh, tandis que l'énergie stockée théorique annoncée dans la fiche technique est de 3,3 Wh. Le module pèse 499 g, ce qui donne une énergie massique de 5,05 Wh. $^{-1}$. L'énergie massique théorique, selon le constructeur, est de 5,6 Wh/kg. $^{-1}$. Les caractéristiques générales du supercondensateur BoostCap sont résumées dans le Tableau 3.6. De manière générale, en raison du vieillissement du supercondensateur, les données expérimentales sont moins performantes que celles spécifiées dans la fiche technique.

3.2. Modélisation d'un supercondensateur

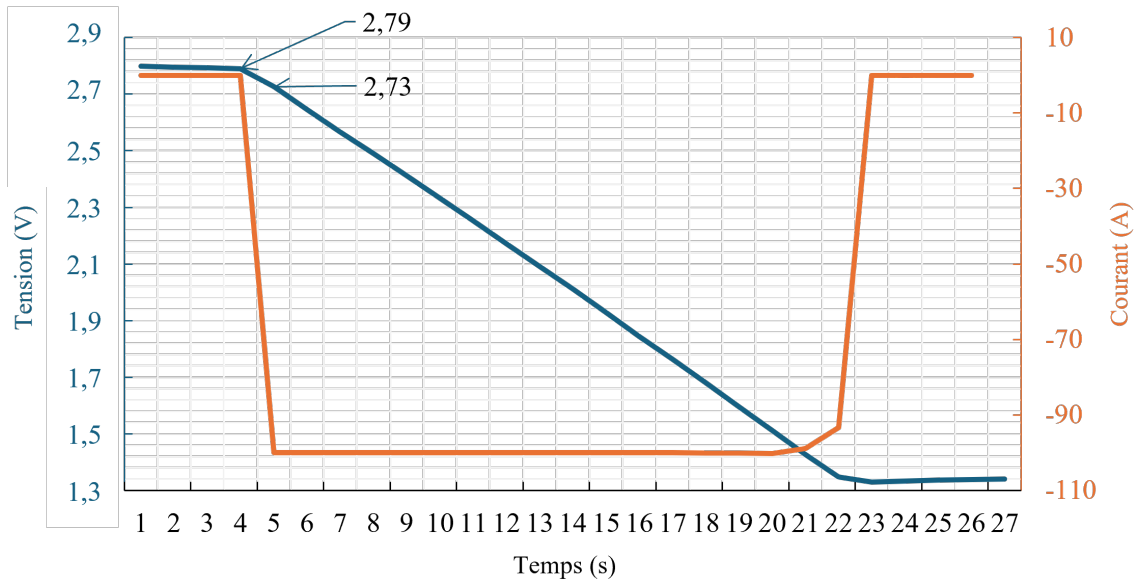


Figure 3.24 – Profil de tension issu du premier créneau de courant, utilisé pour déterminer l'ESR @100A

Tableau 3.6. Caractéristiques théoriques et expérimentales du supercondensateur

| Caractéristique | Expérimentale | Théorique |
|----------------------------------|---------------|-----------|
| Capacité fixe (F) | 2491 | 2600 |
| ESR ($m\Omega$) à 100 A | 0,64 | 0,25 |
| Énergie stockée (Wh) | 2,5 | 3,3 |
| Énergie stockée ($Wh.kg^{-1}$) | 5,05 | 5,6 |

3.2.2.3 Détermination des paramètres du modèle de Zubieta-Bonert

Les paramètres du modèle de Zubieta-Bonert sont déterminés à l'aide d'un algorithme génétique à partir des essais réalisés en cycle de charge-décharge.

Essais réalisés

Les Figures 3.25 et 3.26 montrent la réponse en tension et l'évolution de la température de surface du supercondensateur pour des cycles de charge-décharge à 80 A et 100 A. Les observations suivantes ont été faites sur les essais :

- Plus le courant appliqué est élevé, moins les oscillations de la température de surface du supercondensateur sont visibles ;
- La température ambiante reste stable pendant les essais, ce qui facilite l'interprétation de l'évolution des températures de surface ;
- L'élévation de température la plus significative est observée lors de l'essai avec des créneaux de courant à 120 A, où la température de surface augmente de 4 °C. Les températures de surface sont les plus stables pour les cycles à 100 A. Pour les autres cycles (40 A, 60 A et 80 A), l'élévation de température est de 2 °C.

3.2. Modélisation d'un supercondensateur

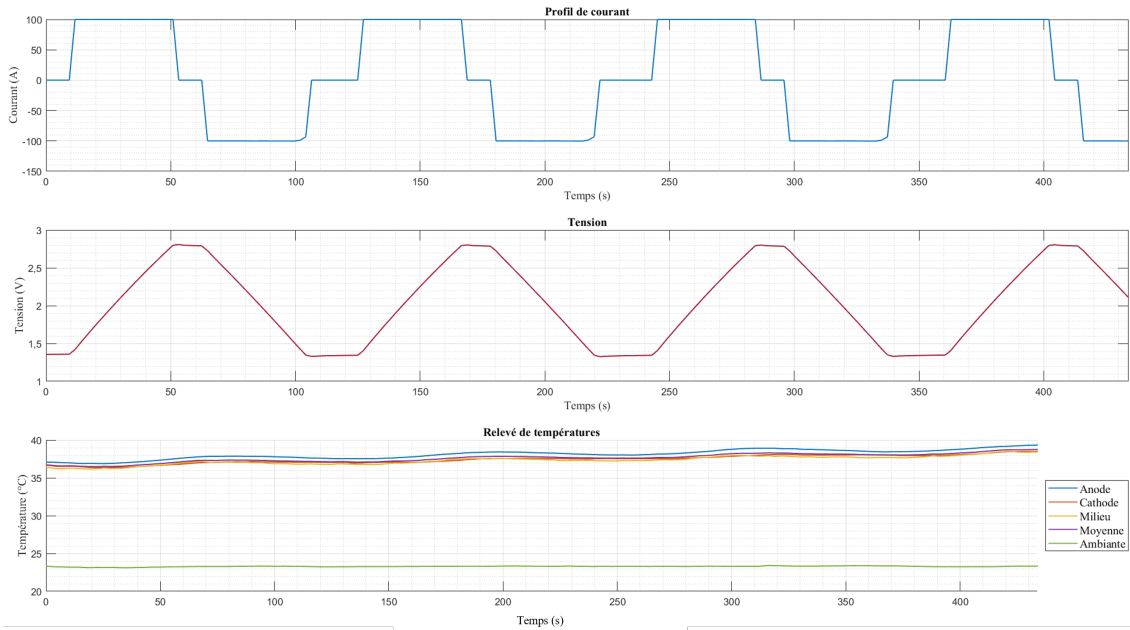


Figure 3.25 – Créneau de courant à 100 A

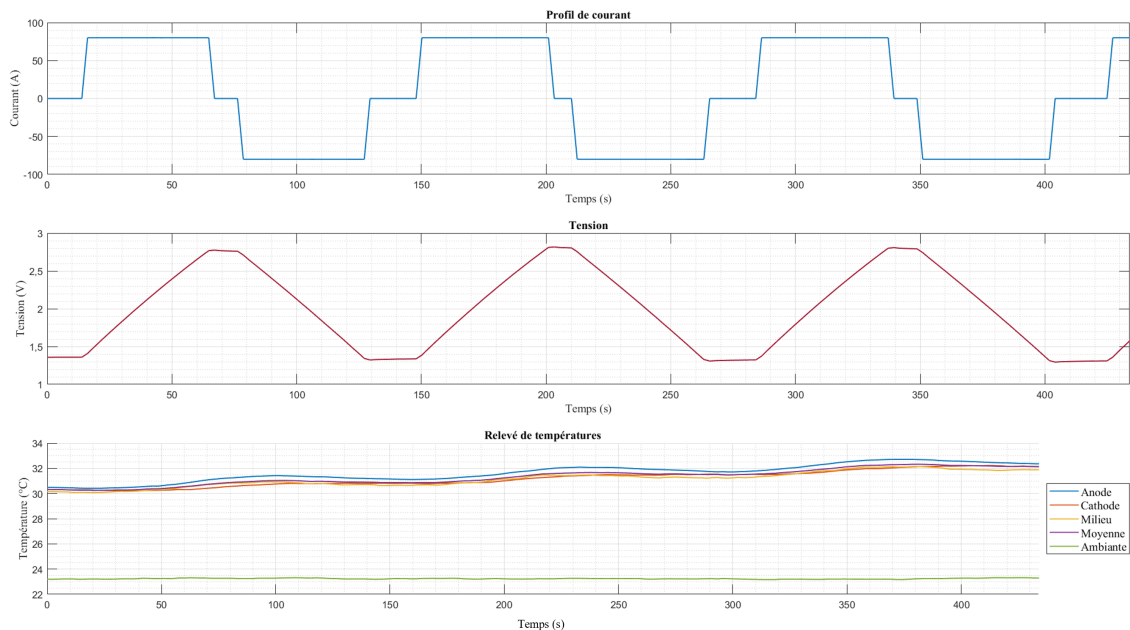


Figure 3.26 – Créneau de courant à 80 A

Détermination des paramètres

Les valeurs des paramètres RC ont été déterminées à l'aide d'un algorithme génétique en utilisant des créneaux de courant de 100 A. Les paramètres optimisés incluent C_{1v} , R_2 , C_2 et R_f .

Pour s'assurer que la tension modélisée ne dérive pas au fil du temps, l'optimisation a été effectuée en simulant quatre cycles complets aux mêmes valeurs de créneaux de courant, soit un total de 16 créneaux à ± 100 A.

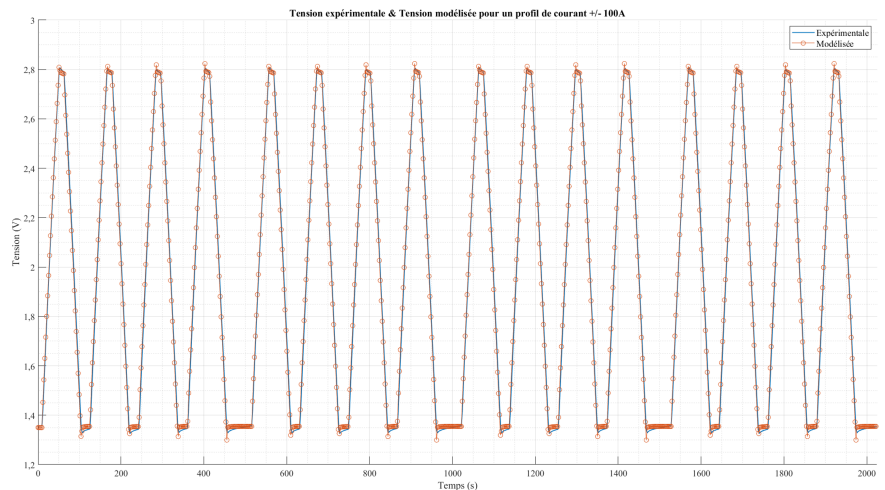
3.2. Modélisation d'un supercondensateur

Le Tableau 3.7 présente les valeurs des paramètres optimisés pour les créneaux de courant de 100 A, ainsi que l'erreur quadratique moyenne correspondante pour chaque créneau de courant. La Figure 3.27 montre les résultats de la modélisation pour des créneaux de courant à ± 120 A, ± 100 A, et ± 40 A.

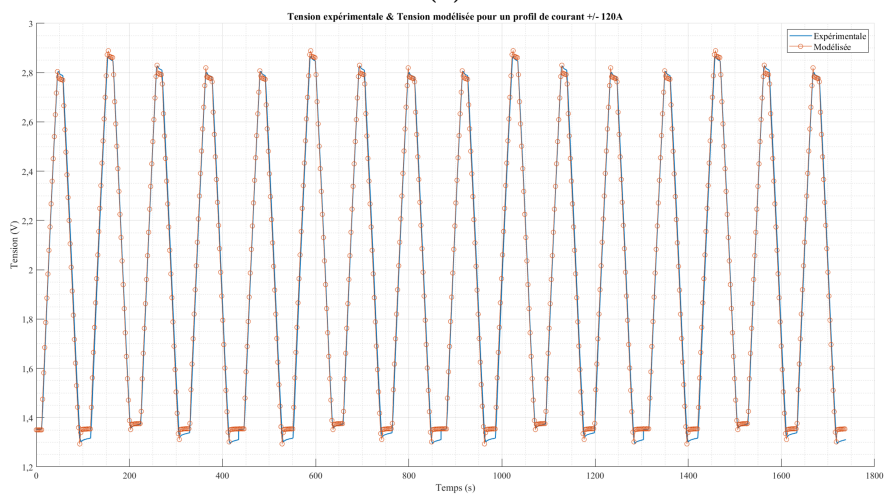
Tableau 3.7. Paramètres optimisés à 100 A pour le supercondensateur et MSE des courbes modélisées

| Caractéristique | Valeur |
|----------------------------|-----------------------|
| K_v (F.V ⁻¹) | 190 |
| R_2 (Ω) | 15 |
| C_2 (F) | 100 |
| R_f (Ω) | 1,2 |
| MSE @120A | 0,0012 |
| MSE @100A | $6,18 \cdot 10^{-4}$ |
| MSE @80A | $9,46 \cdot 10^{-4}$ |
| MSE @60A | $4,056 \cdot 10^{-4}$ |
| MSE @40A | $3,095 \cdot 10^{-4}$ |

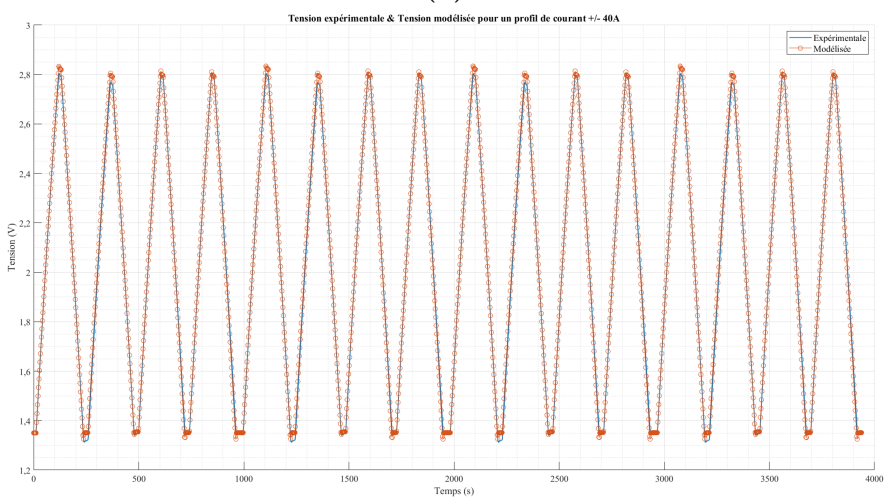
3.2. Modélisation d'un supercondensateur



(a)



(b)



(c)

Figure 3.27 – Tensions modélisées pour les créneaux de courant à ± 100 A (a), ± 120 A (b) et ± 40 A (c)

3.3. Modélisation du système PEMFC

La modélisation d'un système PEMFC peut être abordée de différentes manières, chacune offrant un niveau de précision et de complexité adapté aux besoins spécifiques de l'étude. Les modèles analytiques, qui se basent sur des principes théoriques fondamentaux et des équations mathématiques rigoureuses, se positionnent au plus près de la physique pour décrire le système. En revanche, les modèles empiriques, souvent qualifiés de "boîtes noires", se concentrent sur l'observation et l'analyse des données expérimentales sans s'appuyer sur une compréhension théorique approfondie. Entre ces deux approches se trouvent les modèles semi-empiriques, qui offrent une description fidèle du comportement et de la physique du système tout en utilisant des ajustements empiriques pour améliorer leur précision. La Représentation Énergétique Macroscopique du système PEMFC, développée sur la base des travaux de Loic Boulon [BOU09a], repose sur un modèle semi-empirique. Ce type de modèle est particulièrement adapté pour représenter les couplages multiphysiques et faciliter la mise en place d'une structure de commande.

Dans cette troisième partie, la modélisation du système PEMFC est abordée. Dans un premier temps, la modélisation théorique d'une cellule PEM est examinée au-travers de ses aspects énergétiques et dynamiques, et les équations pertinentes pour notre étude sont détaillées. Cette approche est ensuite élargie à la modélisation du stack PEMFC et des auxiliaires du système. La structure de commande du système PEMFC est par la suite présentée, en mettant en avant les différentes stratégies de contrôle appliquées aux auxiliaires du système. Enfin, les différents paramètres du modèle sont déterminés grâce aux différents essais menés.

3.3.1 Modélisation théorique du système PEMFC

Les équations abordées dans les sous-parties suivantes sont celles nécessitant un réel intérêt pour nos travaux de modélisation. Les autres équations non détaillées ici, telles que les équations pour le compresseur d'air, le circuit de refroidissement, les équations pour le flux d'entropie sont disponibles dans la thèse [BOU09a].

Tout d'abord, la modélisation d'une cellule est présentée puis la modélisation du système PEMFC et de ces auxiliaires est traitée.

3.3.1.1 Modélisation théorique d'une cellule PEM

Avant de présenter certaines équations théoriques liées à la modélisation d'une cellule PEMFC, il est important de fournir sa représentation énergétique macroscopique. Cette représentation, tirée de la thèse [BOU09a], est cruciale pour comprendre les interactions entre les différentes composantes multiphysiques de la cellule PEMFC et les équations qui en découlent.

Représentation Énergétique Macroscopique d'une cellule PEM

La Figure 3.29 présente les interactions multiphysiques au sein d'une cellule PEM en utilisant la REM. La modélisation de la cellule PEM s'arrête là où sont situés sur le modèle les éléments de conversion stack-cellule et cellule-stack.

3.3. Modélisation du système PEMFC

L’approvisionnement en gaz de la cellule est intégré à la partie fluïdique de la modélisation, avec des débits de gaz imposés, en supposant initialement que cet approvisionnement provient de réservoirs d’hydrogène et d’oxygène. Cette partie fluïdique est couplée à la partie thermodynamique par le biais du potentiel de Nernst, ce couplage multiphysique étant représenté dans la REM par deux cercles imbriqués. Les aspects électriques complètent ensuite le modèle, où le potentiel de cellule est représenté par un élément de couplage entre le potentiel de Nernst, la chute de tension, et la capacité de double couche. Ces éléments sont détaillés plus en profondeur dans les parties suivantes.

Modélisation du potentiel de cellule

Le potentiel réversible E_{rev} d’une cellule électrochimique représente la tension idéale générée si l’énergie libre de Gibbs était totalement convertie en travail électrique sans aucune perte. Cependant, dans la réalité des piles à hydrogène, diverses pertes entraînent une réduction du potentiel effectif de la cellule par rapport au potentiel réversible. Ces pertes, engendrées par les phénomènes de polarisation, se manifestent par une diminution de la tension de la cellule alors que la densité de courant augmente. La relation entre la densité de courant et la tension de la cellule est étudiée à travers une courbe de polarisation (voir Figure 3.28).

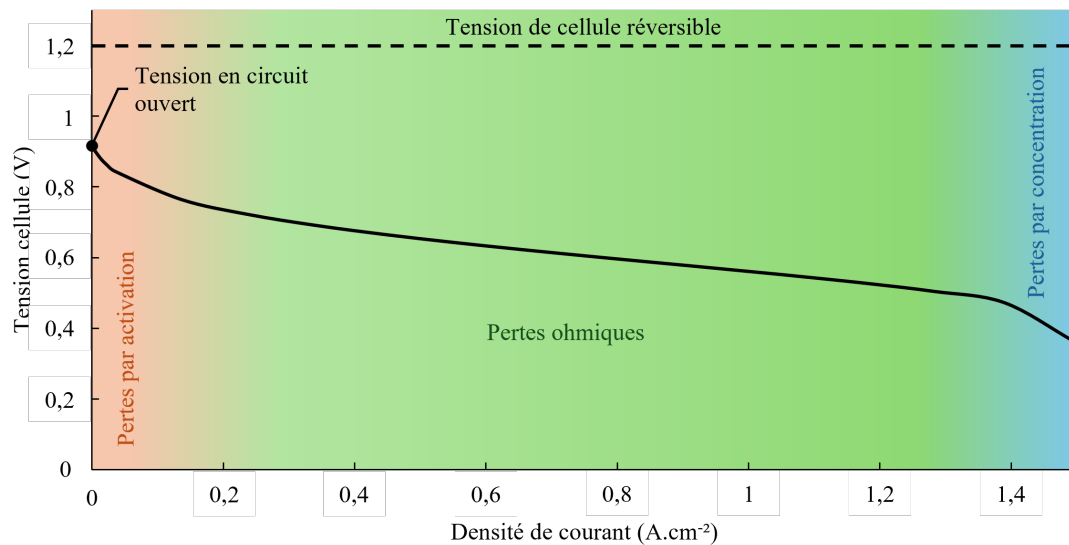


Figure 3.28 – Courbe de polarisation théorique d’une cellule PEMFC avec illustration des pertes en fonction de la densité de courant

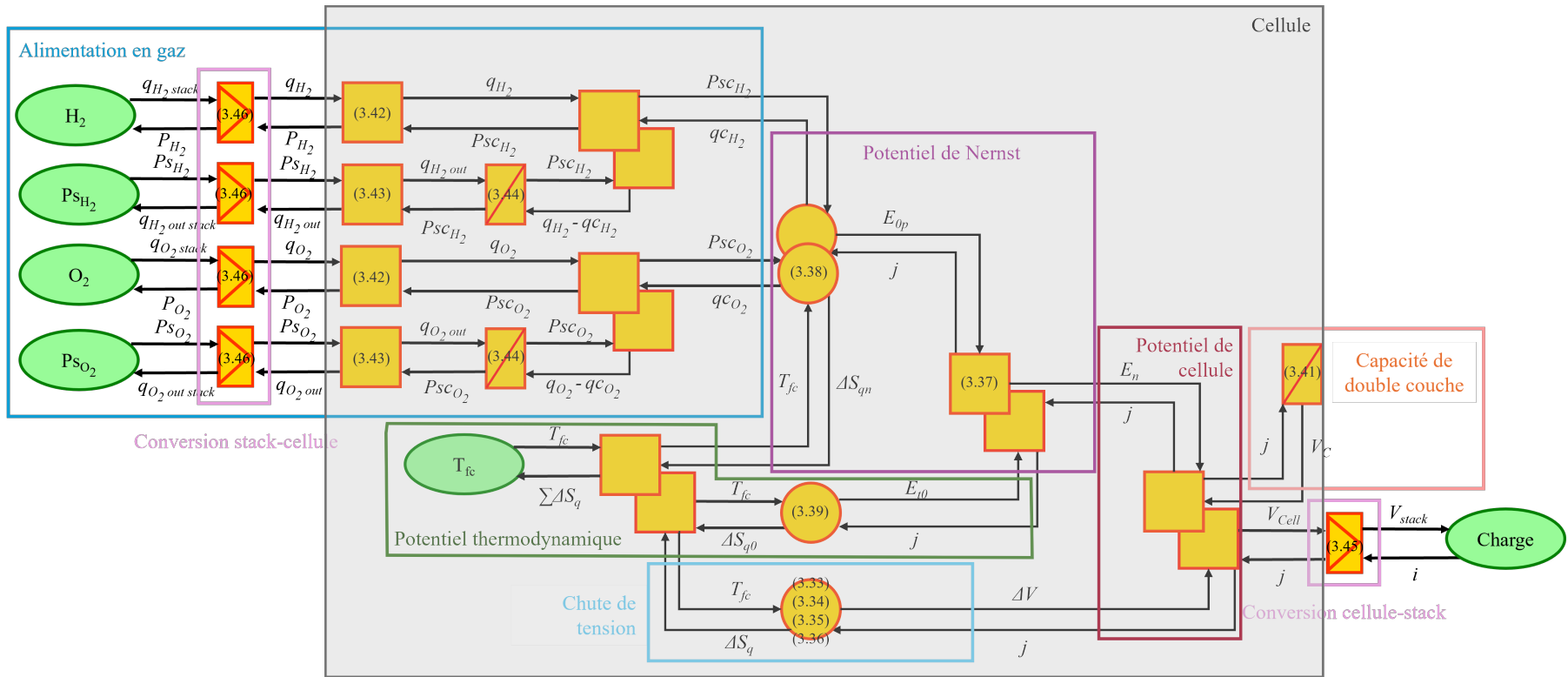


Figure 3.29 – Représentation énergétique macroscopique d'un stack

3.3. Modélisation du système PEMFC

Les principales sources de polarisation comprennent les pertes par crossover $E_{\text{conc}+\text{cross},c}$, les pertes par activation ($E_{\text{act},a}$ pour l'anode, $E_{\text{act},c}$ pour la cathode), les pertes ohmiques E_{ohm} et les pertes par concentration $E_{\text{conc}+\text{cross},c}$ (associées à celles du crossover). Ces pertes sont identifiées en analysant la courbe de polarisation, et elles deviennent prédominantes de manière séquentielle à mesure que la densité de courant j augmente. Les équations suivantes sont issues de la référence [JOU16] :

$$E(j) = E_{\text{rev}}(j) - E_{\text{act},a}(j) - E_{\text{act},c}(j) - E_{\text{conc}+\text{cross},c}(j) - E_{\text{ohm}}(j) \quad (3.26)$$

Les pertes par activation, qui résultent de la cinétique de réaction à la surface des électrodes, sont prédominantes à faible densité de courant. Elles sont calculées à l'aide des équations de Tafel, dépendant de la densité de courant d'échange et du coefficient de transfert de charge. R , T et F sont des constantes : R est la constante des gaz parfaits, T est la température de fonctionnement et F est la constante de Faraday.

$$E_{\text{act},a}(j) = \frac{RT}{2\alpha_a F} \ln \left(\frac{j_{\text{loss}} + j}{j_{0,a}} \right) \quad (3.27)$$

$$E_{\text{act},c}(j) = \frac{RT}{4\alpha_c F} \ln \left(\frac{j_{\text{loss}} + j}{j_{0,c}} \right) \quad (3.28)$$

Avec :

$$R = 8,3145 \text{ J} \cdot (\text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$$

$$T = 60 \text{ }^\circ\text{C} = 333,15 \text{ K}$$

$$F = 96485 \text{ C} \cdot \text{mol}^{-1}$$

$$E = \text{tension de polarisation (V)}$$

$$\alpha_a, \alpha_c = \text{coefficients de transfert de charge à l'anode et à la cathode}$$

$$j_{\text{loss}} = \text{densités de courant interne}$$

$$j_{0,a}, j_{0,c} = \text{densités de courant d'échange à chaque électrode}$$

La polarisation par crossover est une cause majeure de perte de tension, surtout en conditions de circuit ouvert, et résulte de la diffusion de l'hydrogène à travers l'électrolyte et des électrons à travers la membrane. Cette polarisation est prédominante à basse température et en conditions de circuit ouvert. La polarisation par concentration se manifeste à des densités de courant élevées, lorsque la disponibilité des réactifs est réduite aux sites de réaction. Gérer correctement l'eau, éliminer les impuretés et optimiser les paramètres de conception peuvent réduire ces pertes de concentration [SHA14]. Les pertes par polarisation et par crossover sont données dans l'équation ci-dessous.

$$E_{\text{conc}+\text{cross},c}(j) = -B_c \ln \left(1 - \frac{j}{j_{\text{max},c}} \right) \quad (3.29)$$

Avec :

B_c = paramètre empirique permettant la prise en compte de l'accumulation de l'eau et des gaz causant une distribution non-uniforme de la densité de courant sur les électrodes

$j_{\text{max},c}$ = densité de courant limite à la cathode

3.3. Modélisation du système PEMFC

Les pertes ohmiques, dues à la résistance ionique et électrique des composants de la pile ($R_{\text{ion}} \text{ et } R_0$), contribuent également à la polarisation. La résistance ionique prédomine généralement, étant donné la faible mobilité des ions par rapport aux électrons.

$$E_{\text{ohm}}(j) = j(R_{\text{ion}} + R_0) \quad (3.30)$$

Le potentiel réversible E_{rev} est calculé comme étant la différence entre le potentiel corrigé en pression E_{0P} et le potentiel thermodynamique E_{t0} . Ce potentiel réversible est aussi appelé potentiel de Nernst [BOU09b].

$$E_{\text{rev}} = E_{0P} + E_{t0} \quad (3.31)$$

Le potentiel corrigé en pression dépend ici des pressions partielles d'hydrogène P_{scH_2} et d'oxygène P_{scO_2} , de la pression atmosphérique P_0 , mais également des coefficients A_{cd} et B_{cd} qui lui sont attribués (coefficient du potentiel de Nernst).

$$E_{0P} = A_{\text{cd}} \ln \left(\frac{P_{\text{scH}_2}}{P_0} \right) + B_{\text{cd}} \ln \left(\frac{P_{\text{scO}_2}}{P_0} \right) \quad (3.32)$$

Les valeurs des coefficients du potentiel de Nernst sont les suivantes [BOU09a] :

$$\begin{aligned} A_{\text{cd}} &= 0,3 \text{ V.K}^{-1} \\ B_{\text{cd}} &= 5,7 \cdot 10^{-4} \text{ V.K}^{-1} \end{aligned}$$

Le potentiel thermodynamique est dépendant de la température de fonctionnement de la pile mais également des paramètres qui lui sont attribués.

$$E_{t0} = \alpha + \beta T + \gamma T^2 + \delta T^3 + \nu T \ln(T) \quad (3.33)$$

Modélisation des dynamiques d'une cellule PEM

Les paramètres dynamiques de la cellule PEMFC sont représentés par les blocs d'accumulations. Ces dynamiques sont présentes dans le modélisation de la capacité de double-couche mais également dans la partie d'alimentation en gaz (voir Figure 3.29).

D'un point de vue électrique, le comportement d'une PEMFC est capacitif. La capacité de double-couche est dû au transfert de charge entre l'interface électrode-électrolyte. Dans le modèle utilisé, ce phénomène est simplement représenté par une fonction de transfert d'un circuit RC, avec R_{dl} représentant les phénomènes résistifs et C_{dl} les phénomènes capacitifs. La tension résultante de cette équation est la tension V_c , dépendante de la densité de courant j .

$$j(t) = C_{dl} \frac{dV_c(t)}{dt} + \frac{V_c(t)}{R_{dl}} \quad (3.34)$$

Cette équation est traduite avec la transformée de Laplace pour être intégrée dans le modèle, avec p représentant la variable de Laplace.

$$\frac{V_c(p)}{j(p)} = \frac{R_{dl}}{1 + R_{dl}C_{dl}p} \quad (3.35)$$

3.3. Modélisation du système PEMFC

L'ensemble du circuit fluide est modélisé à l'aide d'une analogie électrique.. L'oxygène et l'hydrogène alimentent la pile par le biais de réservoirs, ces deux réservoirs imposant le débit q_x . La modélisation fluide de ce modèle comprend la représentation des circuits de gaz entre les réservoirs et les électrodes. À l'interface des électrodes, la distribution et la sortie des gaz sont assurées par les plaques bipolaires et les couches de diffusion. Deux résistances hydrauliques R_{dx1} et R_{dx2} modélisent la chute de pression à l'entrée et à la sortie de la pile. La variable x représente soit H_2 soit O_2 .

$$P_x = P_{scx} + R_{dx1}q_x \quad (3.36)$$

$$q_{xout} = \frac{P_{scx} - P_{sx}}{R_{dx2}} \quad (3.37)$$

L'accumulation des gaz est modélisée avec une capacité hydraulique C_x .

$$\frac{dP_{scx}}{dt} = \frac{1}{C_x} (q_x - q_{cx} - q_{xout}) \quad (3.38)$$

3.3.1.2 Modélisation théorique d'un stack et des auxiliaires d'un système PEMFC

Cette sous-partie présente la modélisation théorique d'un stack PEMFC et de ses auxiliaires essentiels, tels que le compresseur d'air, le circuit de refroidissement, et le convertisseur haute tension. La conversion de la modélisation d'une cellule unique en un stack complet est détaillée, suivie de la représentation des auxiliaires. Enfin, une représentation énergétique macroscopique (REM) est introduite pour illustrer les interactions entre les différents composants du système.

Conversion d'une cellule à un stack

Pour convertir une cellule PEM en un stack, il faut multiplier la tension de la cellule par le nombre de cellules en série N_s et diviser le courant demandé au stack par la surface active S_a d'une cellule [AGB12].

$$\begin{cases} j = \frac{i}{S_a} \\ V_{stack} = V_{cell} \cdot N_s \end{cases} \quad (3.39)$$

Cette adaptation fonctionne également dans le sens inverse lorsqu'il s'agit de l'alimentation en gaz du stack vers la cellule. Le débit de gaz à l'entrée du stack $q_{x,stack}$ est divisé par le nombre de cellules en série et par la surface active des cellules pour trouver le débit de gaz nécessaire à une cellule. À l'inverse, le débit sortant d'une cellule $q_{x,out}$ est multiplié par la surface active et le nombre de cellules pour obtenir le débit sortant du stack $q_{x,outstack}$.

$$\begin{cases} q_x = \frac{q_{x,stack}}{S_a \cdot N_s} \\ q_{x,outstack} = q_{x,out} \cdot N_s \cdot S_a \end{cases} \quad (3.40)$$

3.3. Modélisation du système PEMFC

Modélisation des auxiliaires

La modélisation des auxiliaires comprend la modélisation du compresseur d'air, du circuit de refroidissement, ainsi que des convertisseurs basse et haute tension. La modélisation du compresseur d'air et du circuit de refroidissement s'appuie sur la référence [BOU09b], dans laquelle un compresseur volumétrique à palettes est décrit. Ce modèle comporte deux éléments principaux : une tête de compression et un moteur électrique. Le circuit de refroidissement est représenté par une analogie fluide/électrique, où le stack est supposé être refroidi par un circuit ouvert connecté à un réservoir d'eau de dimensions infinies.

Le convertisseur haute tension modélisé est une représentation idéale d'un convertisseur DC-DC Boost monophasé. L'interrupteur de ce convertisseur est supposé idéal, ce qui signifie que l'efficacité de ce convertisseur est de 100 %. La relation entre la tension de sortie V_{convS} et la tension d'entrée V_{convE} de ce convertisseur haute puissance est la suivante [FRO13] :

$$\frac{V_{convS}}{V_{convE}} = \frac{1}{1 - D} \quad (3.41)$$

Avec D représentant le rapport de modulation de ce convertisseur. Cette relation s'applique également aux courants d'entrée et de sortie du convertisseur. Le schéma de ce convertisseur idéal est présenté dans la Figure 3.30. La suite de ce schéma est expliquée ci-dessous :

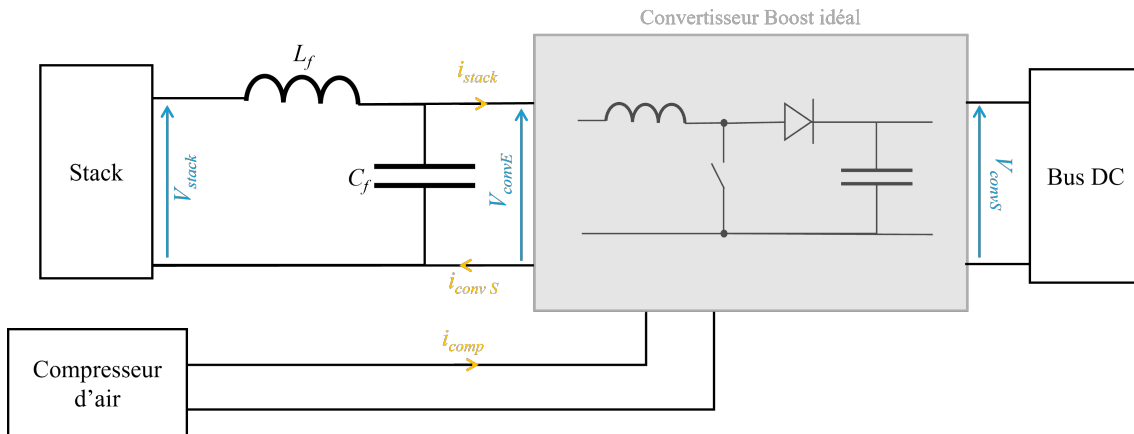


Figure 3.30 – Filtre LC et convertisseur haute puissance placée en sortie de stack

Un filtre LC est ajouté pour réduire les ondulations. Pour respecter le principe de causalité, la tension est appliquée à l'entrée de l'inductance L_f , tandis que le courant est appliqué à l'entrée de la capacité C_f [BOU09b]. La capacité du filtre LC est modélisée comme une capacité idéale, de même que l'inductance. L'inductance est placée en série entre la sortie de la PEMFC et l'entrée du convertisseur, résistant aux variations rapides de courant, ce qui permet de lisser les fluctuations de tension.

$$V_{stack} - V_{convE} = L_f \frac{di}{dt} \quad (3.42)$$

3.3. Modélisation du système PEMFC

La capacité est placée en parallèle à l'entrée du convertisseur, après l'inductance, et elle filtre les ondulations de tension en offrant un chemin de dérivation pour les composantes de haute fréquence.

$$i_{\text{stack - comp}} - i_{\text{conv S}} = C_f \frac{dV_{\text{conv E}}}{dt} \quad (3.43)$$

Représentation Énergétique Macroscopique du système PEMFC

La Figure 3.31 présente la Représentation Énergétique Macroscopique (REM) du convertisseur haute tension, du filtre LC, ainsi que des systèmes de compresseur d'air et de refroidissement. Un couplage fictif est établi entre l'inductance et la capacité, reliant le courant fourni par le stack i au courant consommé par le compresseur d'air $i_{\text{compresseur}}$. Ce couplage est placé à cet endroit pour respecter le principe de causalité. En réalité, ce couplage a lieu directement aux bornes du convertisseur haute tension.

$$i_{\text{stack - comp}} = i - i_{\text{compresseur}} \quad (3.44)$$

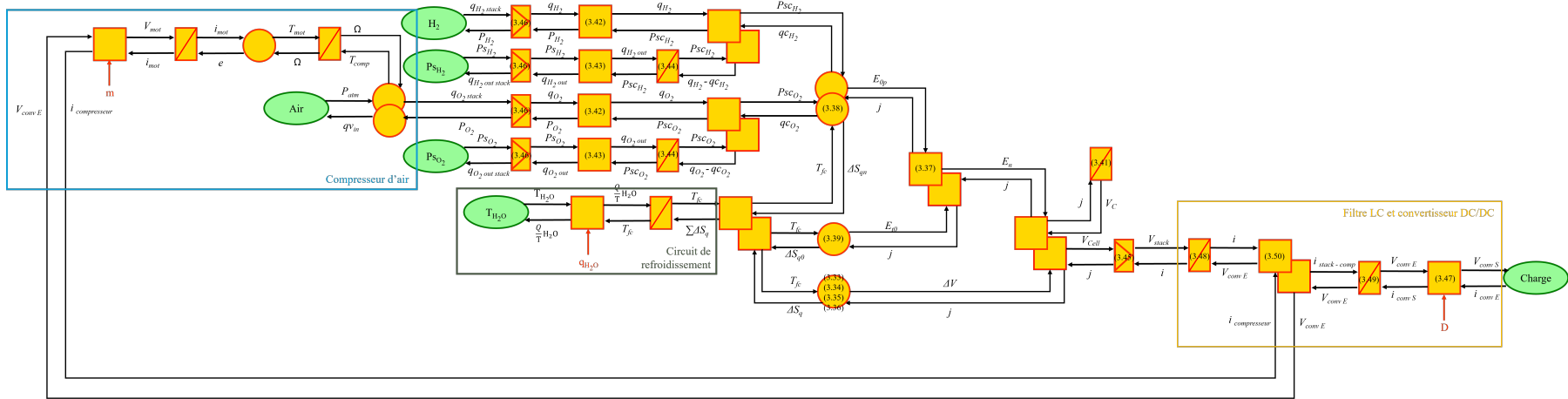


Figure 3.31 – Représentation énergétique macroscopique d'un système PEMFC

3.3.2 Structure de commande du système PEMFC

La mise en place d'une structure de commande pour le système PEMFC est cruciale pour gérer efficacement les réactions électrochimiques au sein du stack. Des paramètres tels que l'humidité, le débit d'hydrogène et le débit d'air doivent être rigoureusement réglés pour prévenir les phénomènes de starvation des gaz³. La température du stack constitue également un facteur clé à maîtriser afin d'améliorer sa durée de vie et son efficacité globale [DAU17].

Les auxiliaires du système PEMFC se répartissent en quatre catégories :

- Le sous-système de réaction, qui concerne l'alimentation en gaz du système.
- Le sous-système thermique, qui dans notre cas concerne le circuit de refroidissement.
- Le sous-système des électroniques de puissance, qui comprend dans notre modèle le convertisseur haute tension.
- Le sous-système de gestion de l'eau, qui n'est pas représenté dans notre modèle.

Pour le contrôle d'un système PEMFC, plusieurs méthodes peuvent être mises en œuvre, parmi lesquelles figurent le contrôle classique par rétroaction avec commande proportionnelle et intégrale (PI), le contrôle adaptatif, le contrôle prédictif par modèle, les réseaux de neurones et la logique floue. Le contrôle classique par rétroaction avec des régulateurs PI reste la méthode la plus largement adoptée pour assurer une gestion optimale des auxiliaires du système PEMFC [DAU17]. C'est cette approche qui a été retenue dans le cadre de nos travaux.

Les sous-parties suivantes présentent succinctement la définition d'une structure de commande appliquée à la REM puis les structures de commandes établies pour le compresseur d'air et le convertisseur haute tension, ainsi que les stratégies appliquées pour définir les débits de référence pour l'air et l'hydrogène.

3.3.2.1 Structure de commande appliquée à la REM

Cette partie introduit le principe de structure de commande, comme il l'est entendu dans le domaine de la représentation énergétique macroscopique. Les chaînes de réglage permettant le contrôle du compresseur d'air ainsi que le contrôle du convertisseur haute tension sont présentées.

Définitions

Dans ces travaux, la commande se définit comme la gestion dynamique d'une variable, avec une stratégie visant à établir les consignes nécessaires pour atteindre les objectifs fixés. La structure de commande, conçue pas à pas, identifie les points clés de la dynamique du système PEMFC.

3. La starvation désigne une insuffisance de l'apport en hydrogène ou en oxygène aux électrodes, ce qui limite les réactions électrochimiques et peut entraîner une dégradation des performances, voire des dommages au stack à long terme.

3.3. Modélisation du système PEMFC

Au sein de la REM, la structure de commande s'appuie sur une méthodologie par inversion. Une fois la REM définie, les chemins de réglage et de commande sont déterminés, conduisant à l'élaboration de la structure de commande.

La structure de commande se définit d'abord par une Structure Maximale de Commande (SMC). Cette SMC est déduite de la REM en appliquant le principe de l'inversion : à chaque élément correspond un bloc de commande dont le rôle est d'inverser sa fonctionnalité. Elle est qualifiée de "maximale" car elle exige un maximum de capteurs et d'opérations.

Il existe deux types d'inversion pour la modification d'énergie [BOU16] :

- Inversion directe pour les éléments de conversion de la REM (sans contrôleur) ;
- Inversion indirecte, ou par asservissement, pour les éléments d'accumulation de la REM (avec contrôleurs).

La seconde étape consiste en la définition de la structure pratique de commande, qui permet de passer de la théorie à la pratique. Cette transition s'effectue d'abord en supprimant les mesures trop difficiles (ou coûteuses) à mettre en place. Ensuite, des solutions alternatives peuvent être trouvées pour compenser cette perte d'information [BOU09a].

Dans ce manuscrit, seule la structure pratique de commande, appliquée au compresseur d'air et au convertisseur haute tension, sera détaillée.

Chaînes de réglage

Cette étape consiste à identifier les chemins de réglage permettant de maîtriser :

- Le débit d'hydrogène,
- Le courant demandé au système,
- Le débit d'air en sortie du compresseur d'air et en entrée du stack.

Cette identification s'appuie sur la REM du système PEMFC, présentée à la Figure 3.31.

Dans un premier temps, il convient d'identifier les variables de réglage de ce système. Deux variables sont ainsi définies :

- D , qui représente le rapport de modulation du convertisseur haute tension,
- m , qui représente le rapport de modulation du convertisseur basse tension du compresseur d'air.

Le contrôle de ces deux rapports permet respectivement de contrôler la demande de courant au stack et le débit d'air.

Pour contrôler le rapport de modulation m , il faut suivre la chaîne de réglage suivante :

$$\begin{aligned}
 m \rightarrow V_{mot} \rightarrow i_{mot} \rightarrow T_{mot} \rightarrow \omega \rightarrow q_{O_2stack} \rightarrow q_{O_2} \rightarrow P_{scO_2} \rightarrow E_{Op} \\
 \rightarrow E_n \rightarrow V_{cell} \rightarrow V_{stack} \rightarrow i \rightarrow i_{stack-comp} \rightarrow V_{convE} \rightarrow V_{convS}
 \end{aligned} \tag{3.45}$$

3.3. Modélisation du système PEMFC

Pour contrôler le rapport de modulation m du convertisseur basse tension, il est nécessaire d'imposer une tension de référence en sortie du système PEMFC. Ainsi, cette chaîne de réglage dépend directement du rapport de modulation D du convertisseur haute tension.

En revanche, la chaîne de réglage du rapport de modulation D est plus simple et plus directe que celle de m , car elle ne dépend que de la tension V_{convS} .

Simplification de la chaînes de réglage pour le compresseur d'air

La chaîne de réglage proposée pour le compresseur d'air est complexe à mettre en œuvre et implique de nombreuses variables. Cette chaîne de réglage peut être simplifiée en estimant, à partir du courant imposé au stack, le débit d'oxygène nécessaire à l'entrée du stack. La chaîne de réglage simplifiée devient alors la suivante :

$$m \rightarrow V_{mot} \rightarrow i_{mot} \rightarrow T_{mot} \rightarrow \omega \rightarrow q_{O_2stack} \rightarrow i \quad (3.46)$$

Il est alors nécessaire de déterminer le courant requis par le stack afin d'établir le débit d'air de référence pour le stack. Cette étape s'inscrit dans la phase de "Stratégie" de la commande du système PEMFC.

3.3.2.2 Stratégie de la commande du système PEMFC

La stratégie de commande du système PEMFC consiste à définir les variables de référence nécessaire au contrôle de ce système. Cette partie décrit comment les variables de référence telles que la tension de sortie du système et les débits d'oxygène et d'hydrogène sont établies.

Application à la REM

Comme mentionné ci-dessus, il est essentiel de mettre en place une stratégie pour déterminer les variables de référence nécessaires au contrôle du système PEMFC. Nous avons précédemment établi que le contrôle du compresseur d'air repose sur l'estimation du débit d'oxygène de référence en entrée du stack, qui dépend du courant demandé au stack. Ce courant, à son tour, est fonction du courant demandé par le système, lequel est influencé par le rapport de modulation D . Ce rapport de modulation D dépend de la tension en sortie du système PEMFC V_{convS} .

La stratégie consiste donc à déterminer cette tension de sortie V_{convS} afin de calculer le courant requis par le stack, à partir duquel on pourra déduire non seulement le débit d'oxygène nécessaire, mais aussi le débit d'hydrogène.

Cette stratégie est représentée, en REM, par le bloc présentée dans la Figure 3.32.

3.3. Modélisation du système PEMFC

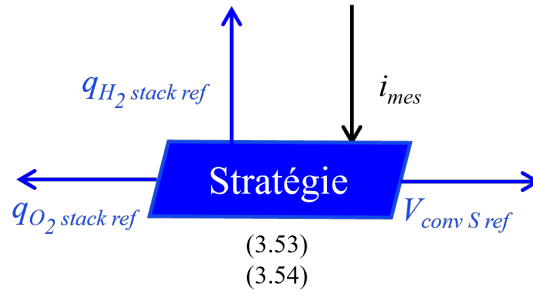


Figure 3.32 – Représentation énergétique macroscopique de la stratégie appliquée à la commande du système PEMFC

Détermination de la tension de sortie de référence du système PEMFC

La méthode d'estimation de la tension V_{convS} de référence est simple et se base sur l'application finale. Ce système PEMFC doit être intégré dans une chaîne de traction, hybridée avec au moins un pack de batteries, le tout connecté à un bus DC fixe. La tension de sortie du système PEMFC est donc imposée par le bus DC fixe. Dans notre cas, cette tension correspond à la tension expérimentale imposée par les alimentations lors des essais, fixée à 505 V. Pour vérifier la fiabilité de notre modèle, cette tension de référence sera également fixée à 505 V.

Cette tension permet de déterminer le rapport de modulation D nécessaire à la commande du convertisseur haute tension, et ainsi de connaître le courant requis par le stack. La seconde partie de la stratégie consiste alors à estimer les débits de gaz de référence du système PEMFC en fonction de ce courant.

Détermination des débits d'hydrogène et d'oxygène

Le débit d'oxygène est déterminé à partir de l'équation présentée dans la référence [XU20]. Le débit de référence d'oxygène est calculé comme suit :

$$q_{O_2 stack ref} = 3,57 \times 10^{-7} \cdot \lambda_{O_2} \cdot N \cdot i \quad (3.47)$$

où λ_{O_2} représente le coefficient stœchiométrique de l'oxygène et N le nombre de cellules du stack. Dans notre modélisation, le coefficient stœchiométrique est fixe et pris comme égal à 4. Une stratégie peut être également mise en place pour définir la valeur de ce coefficient. La valeur fixe du débit d'air de $3,57 \times 10^{-7}$ est le flux d'air nécessaire pour une cellule délivrant 300 W. Cette valeur est issue de la référence [LAR09].

L'unité du débit de référence calculé dans cette équation est le $kg \cdot s^{-1}$. Dans notre modèle, les débits sont exprimés en $m^3 \cdot s^{-1}$. Il suffit donc de diviser le débit massique par la masse volumique de l'air pour obtenir le débit volumique.

Le débit d'hydrogène est calculé à l'aide de l'équation proposée dans la référence [ALE16] :

$$q_{H_2 stack ref} = N \cdot \lambda_{H_2} \cdot \frac{M_{H_2}}{2F} \quad (3.48)$$

3.3. Modélisation du système PEMFC

où λ_{H_2} représente le coefficient stœchiométrique de l'hydrogène (ici égal à 1), et M_{H_2} la masse molaire de l'hydrogène. Le débit obtenu à partir de cette équation est un débit massique exprimé en $\text{g}\cdot\text{s}^{-1}$. Pour obtenir le débit volumique nécessaire, il est donc nécessaire de diviser le débit massique par la masse volumique de l'hydrogène.

3.3.2.3 Commandes appliquées au convertisseur haute tension et au compresseur d'air

La Figure 3.33 illustre la structure de commande générale du système PEMFC. Les parties qui suivent décrivent en détail la manière dont cette structure a été établie, en commençant par l'inversion du convertisseur haute tension, suivie de la commande implémentée pour le compresseur d'air.

Inversion du convertisseur haute-tension

L'inversion du convertisseur haute tension permet de déterminer le rapport de modulation D . Cela implique également l'inversion de l'équation 3.41. La tension de sortie de référence V_{convS} est fixée par le bloc Stratégie, tandis que la tension d'entrée V_{convE} est mesurée. Le rapport de modulation D est alors calculé en conséquence. La commande du compresseur d'air, qui est présentée par la suite, est plus complexe à mettre en œuvre.

Commande du compresseur d'air

La commande du compresseur d'air, ainsi que les simplifications apportées pour établir cette structure de commande, sont détaillées dans la référence [SOL10]. Cette commande vise à estimer le rapport de modulation m du convertisseur basse tension, en se basant sur l'inversion des blocs et des équations proposés dans la modélisation du compresseur, comme mentionné dans [BOU09b].

La première étape consiste à déterminer la vitesse de rotation de référence du compresseur ω_{ref} à partir du débit d'air de référence $q_{O_2 \text{ stack ref}}$. Cette vitesse est fonction de trois constantes : le coefficient de compression γ , le volume de gaz comprimé par révolution $V_{\text{comp}/r_{\text{in}}}$, et l'efficacité volumétrique η_{vol} . Ces trois coefficients dépendent des caractéristiques spécifiques du compresseur d'air. La vitesse de rotation dépend également du rapport de compression, qui est le rapport entre la pression d'air en entrée P_{atm} et la pression en sortie du compresseur P_{O_2} . La vitesse de rotation de référence est alors calculée comme suit :

$$\omega_{\text{ref}} = \frac{q_{O_2 \text{ stack ref}} \frac{P_{O_2}}{P_{\text{atm}}}^{1/\gamma}}{\frac{V_{\text{comp}/r_{\text{in}}} \cdot \eta_{\text{vol}}}{2\pi}} \quad (3.49)$$

Dans notre cas, afin de simplifier la structure de commande, ce rapport de compression est fixé à 1,4. Cette valeur est choisie en fonction des caractéristiques et de la carte de compression du compresseur utilisé dans ce système PEMFC.

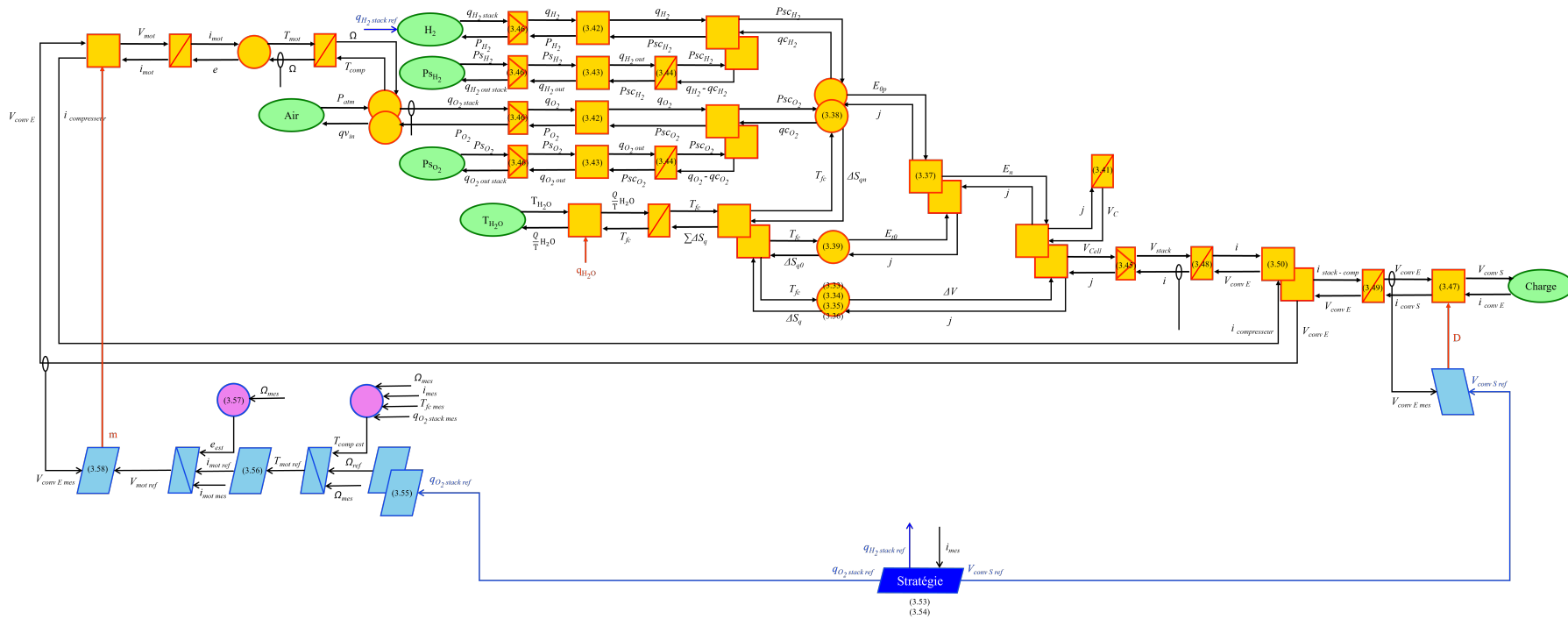


Figure 3.33 – Structure de commande des auxiliaires du système PEMFC

3.3. Modélisation du système PEMFC

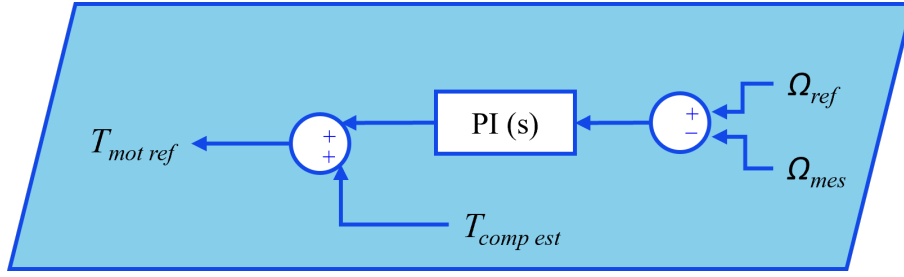


Figure 3.34 – Méthode mise en place pour déterminer le couple moteur de référence

La deuxième étape consiste à déterminer le couple moteur de référence $T_{mot\ ref}$, calculé à l'aide d'un contrôleur PI intégré à l'inversion du bloc d'accumulation. Ce couple est obtenu en corrigeant l'erreur entre la vitesse de rotation de référence ω_{ref} et la vitesse mesurée ω_{mes} . Cette correction est ensuite ajoutée à l'estimation du couple de compression $T_{comp\ est}$ (voir Figure 3.34). Dans cette structure de commande, l'estimation d'une valeur intervient lorsque sa mesure est soit impossible, soit trop coûteuse pour être mise en œuvre dans un contexte industriel. Le couple de compression est estimé à partir de plusieurs variables mesurées, telles que la vitesse de rotation du compresseur, le courant en sortie de stack i_{mes} , la température en sortie de stack $T_{fc\ mes}$, et le débit d'air $q_{O_2\ stack\ mes}$.

La troisième étape consiste à déterminer le courant moteur de référence $i_{mot\ ref}$, obtenu en divisant le couple moteur de référence par le coefficient électromécanique k_t .

$$i_{mot\ ref} = \frac{T_{mot\ ref}}{k_t} \quad (3.50)$$

La quatrième étape, similaire à la seconde, consiste à appliquer un contrôleur PI pour corriger l'erreur entre le courant moteur de référence $i_{mot\ ref}$ et le courant moteur mesuré i_{mes} . Cette correction est combinée avec l'estimation de la force électromotrice e_{est} pour déterminer la tension de référence en entrée du moteur $V_{mot\ ref}$. La force électromotrice est calculée en multipliant la vitesse de rotation mesurée par le coefficient électromécanique k_v .

$$e_{est} = \omega_{mes} \cdot k_v \quad (3.51)$$

Enfin, la dernière étape permet de calculer le rapport de modulation m nécessaire au contrôle du compresseur d'air, obtenu en divisant la tension de référence en entrée du moteur par la tension mesurée en entrée du convertisseur basse tension $V_{conv\ E\ mes}$.

$$m = \frac{V_{mot\ ref}}{V_{conv\ E\ mes}} \quad (3.52)$$

3.3.3 Campagnes d'essais et détermination des paramètres

Plusieurs essais ont été menés sur le système PEMFC -présenté Figure 3.35 - afin de déterminer et d'optimiser les paramètres des équations issues de la modélisation théorique. Ces essais incluent des tests à puissance nominale, des

3.3. Modélisation du système PEMFC

courbes de polarisation à différents paliers de puissance, des essais dynamiques avec des créneaux de puissance, ainsi que des tests à puissance constante. Les protocoles d'essais ont été validés en collaboration avec l'industriel. Bien que des caractéristiques techniques telles que le rendement du système et la consommation d'hydrogène aient été mesurées, les données spécifiques ne seront pas divulguées dans ce manuscrit afin de respecter la confidentialité de l'industriel.

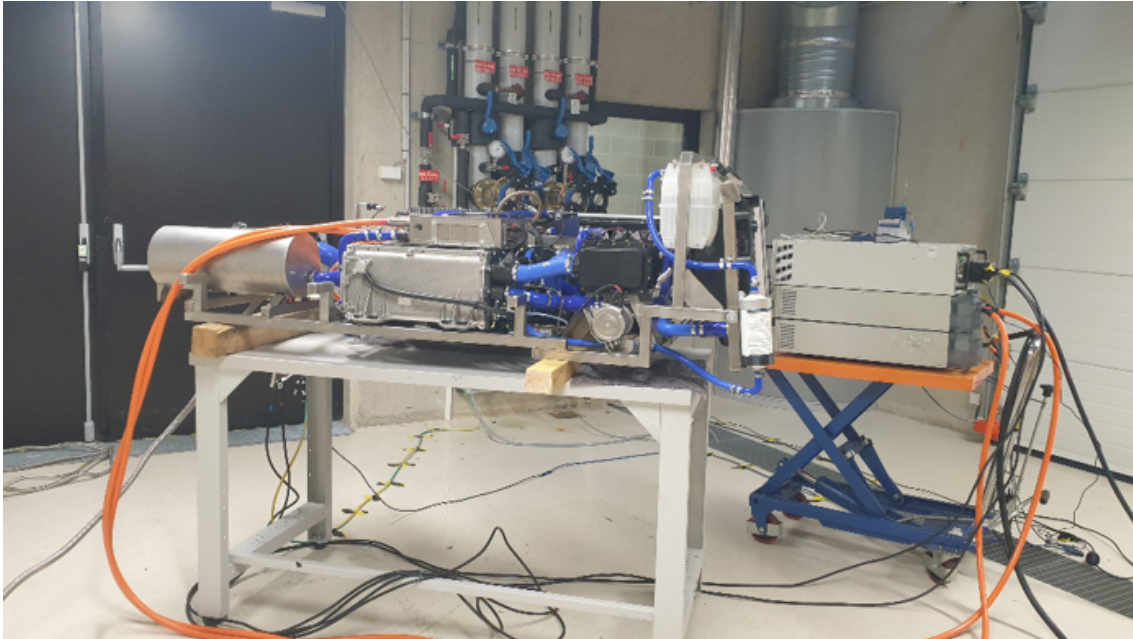


Figure 3.35 – Système PEMFC testé

Les parties suivantes présentent succinctement les essais de courbes de polarisation, les essais dynamiques, et les tests à puissance nominale qui ont permis de déterminer les principaux paramètres du système PEMFC.

3.3.3.1 Détermination des paramètres de l'équation de Nernst

Pour identifier les paramètres de la cellule PEM, des essais de traçage de la courbe de polarisation ont été réalisés sur le système PEMFC. Le protocole d'essai ainsi que la courbe de polarisation obtenue expérimentalement sont présentés, suivis des valeurs des paramètres optimisés. La surface active des cellules ne sera pas fournie.

Courbe de polarisation du système PEMFC

Le protocole utilisé pour tracer la courbe de polarisation du système est illustré dans la Figure 3.36.

Contrairement à un protocole conçu spécifiquement pour un stack, où des appels de courant sont effectués, ce protocole se base sur des demandes de puissance adaptées au système. Les courbes de polarisation sont effectuées à puissance montante et à puissance descendante. Avant de commencer l'essai de polarisation, la

3.3. Modélisation du système PEMFC

puissance du système PEMFC est progressivement augmentée par paliers afin de porter le stack à sa température optimale de fonctionnement et de commencer la polarisation dans des conditions optimales. Pendant l'essai, la température ambiante de la salle est surveillée, restant dans la plage de 20°C à 25°C malgré la chaleur dissipée par le système. Une fois les mesures de polarisation terminées, la demande en puissance du système est progressivement réduite avant d'entamer la procédure d'arrêt. Cet essai de polarisation a été réalisé avec des paliers de puissance de 2 kW et de 1 kW, les résultats observés étant sensiblement identiques.

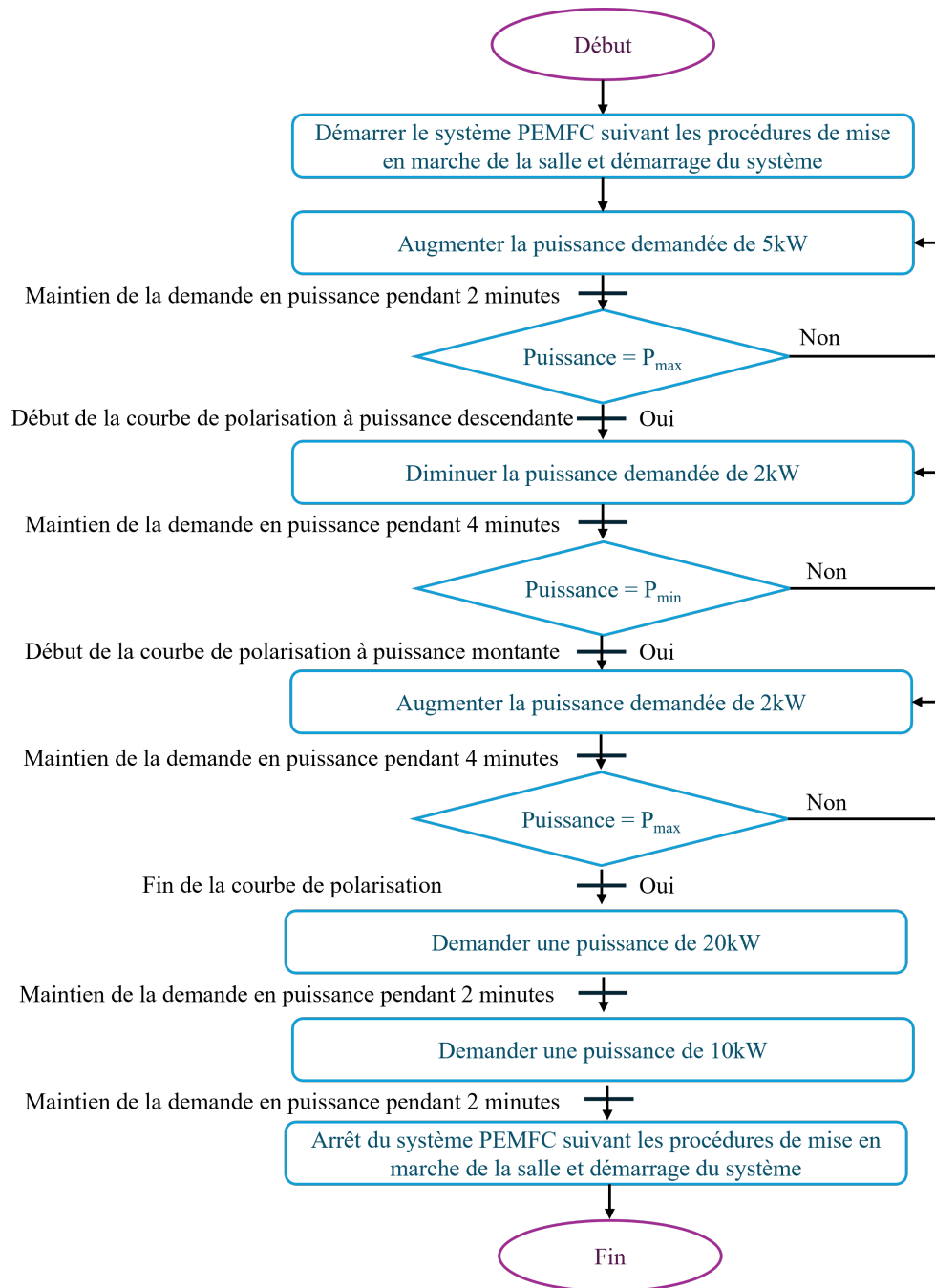


Figure 3.36 – Protocole pour réaliser la courbe de polarisation du système PEMFC

3.3. Modélisation du système PEMFC

Tracé de la courbe de polarisation expérimentale

La courbe de polarisation nécessite d'être construite à partir des données expérimentales et des données issues de la fiche technique. Les essais de polarisation réalisés sur le système ne permettent pas de couvrir l'intégralité de la plage de fonctionnement de courant. Après 210 A et avant 20 A, les mesures de tension du stack ne peuvent pas être effectuées car la stratégie mise en place dans le système PEMFC limite le courant entre 20 A et 210 A. Cette stratégie a été mise en place par l'industriel afin de préserver la durée de vie de stack.

La courbe de polarisation basée sur les données expérimentales (voir Figure 3.37) est tracée en fonction des caractéristiques tension-courant obtenues pour le stack lors des phases de montée et de descente de puissance. La courbe résultante est ensuite complétée par translation avec les données de la fiche technique (voir Figure 3.38). Parallèlement, les courbes de puissance du stack et du système sont également tracées pour les essais réalisés en montée et en descente de puissance.

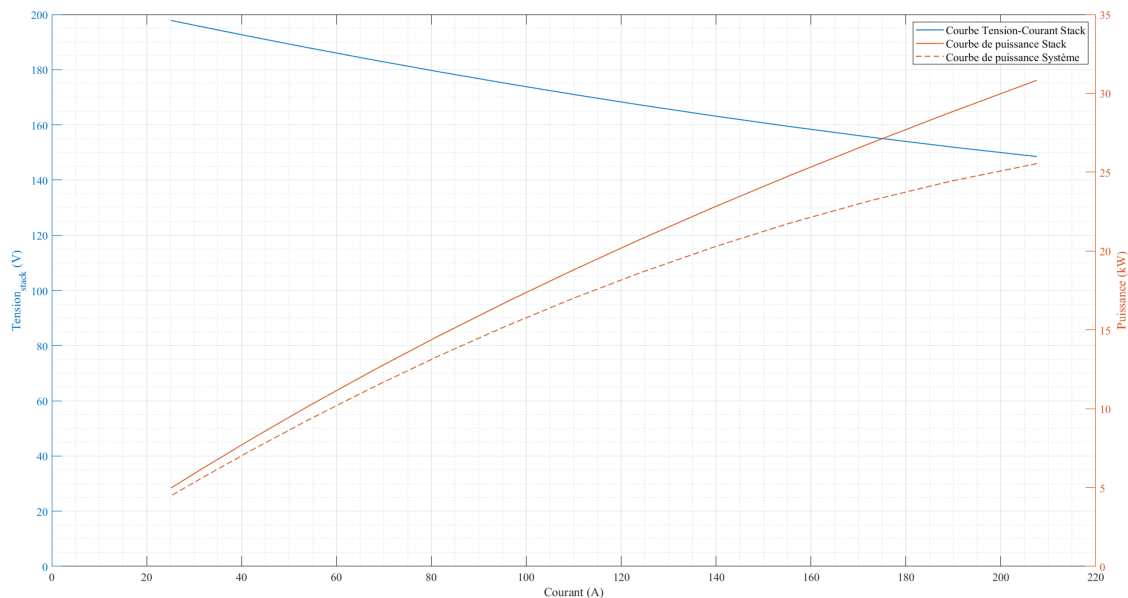


Figure 3.37 – Courbes de polarisation expérimentale et de puissance pour le stack et le système PEMFC

La courbe de puissance du stack considère uniquement la puissance délivrée par le stack, tandis que la courbe de puissance du système inclut la puissance délivrée par le stack ainsi que celle consommée par les auxiliaires (principalement le compresseur d'air et la pompe à eau), illustrant ainsi la puissance disponible en sortie du système.

L'intersection entre les caractéristiques courant-tension et les courbes de puissance délimite la zone de fonctionnement optimale du stack (dans le cas de l'intersection avec la courbe de puissance du stack) et du système PEMFC (dans le cas de l'intersection avec la courbe de puissance du système). Au-delà de ce point d'intersection, les performances du stack ou du système PEMFC diminuent. La zone

3.3. Modélisation du système PEMFC

de fonctionnement optimale du stack se situe en-dessous de 27 kW. Pour le système, ce point d'intersection n'est pas atteint, ce qui s'explique par la gestion du système PEMFC déjà implémentée, qui limite son fonctionnement à sa zone optimale.

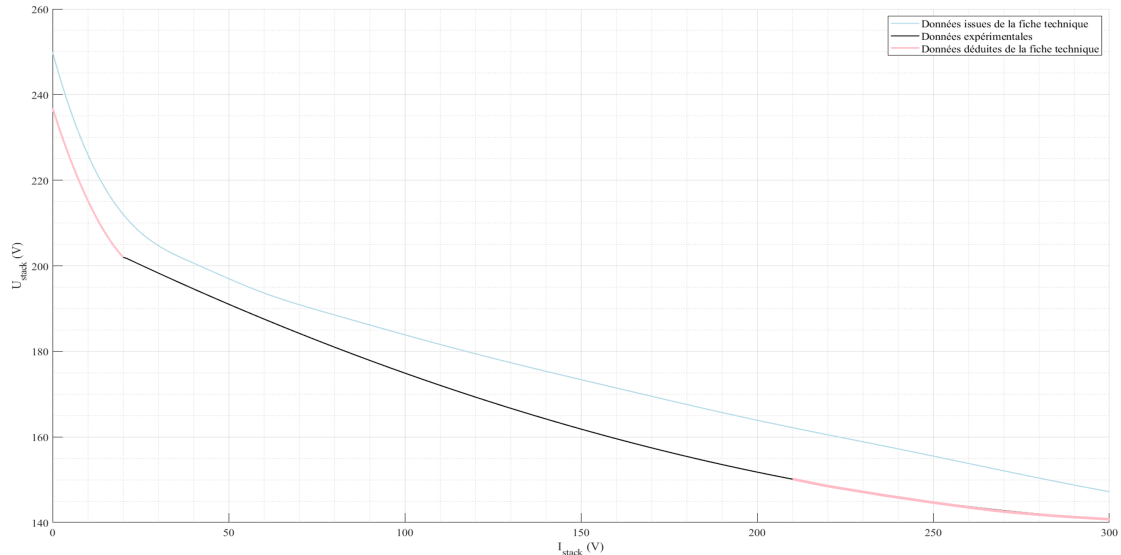


Figure 3.38 – Courbes de polarisation du stack : la courbe bleue correspond aux données de la fiche technique, tandis que la courbe noire est complétée aux extrémités par la courbe rose.

Optimisation finale des paramètres de l'équation de Nernst

Les paramètres à optimiser, présentés dans le paragraphe 3.3.1.1.2, sont résumés dans le Tableau 3.8. L'objectif de cette optimisation est de se rapprocher au plus près de la courbe de polarisation du stack illustrée dans la Figure 3.38. Cette optimisation est réalisée à l'aide de la fonction objective MSE, définie dans l'équation 3.13. Dans un premier temps, les limites imposées sur ces paramètres sont celles fournies dans la référence [JOU16]. Pour affiner davantage l'optimisation, les plages de variation de ces paramètres ont été ajustées. Ces plages de variations ainsi que les valeurs optimisées des paramètres sont présentées dans le Tableau 3.8. Ce Tableau récapitule les paramètres optimisés, les limites imposées sur ces derniers, ainsi que les valeurs optimisées. La densité de courant $j_{max,c}$ est fixée à $1,5 \text{ A.cm}^{-2}$.

Pour ces paramètres, la courbe de polarisation présentée dans la Figure 3.39 est obtenue.

Parallèlement à cette optimisation, les paramètres utilisés pour calculer le potentiel thermodynamique (voir équation 3.33) ont également été ajustés. Cette optimisation a permis de réduire la MSE de 0,30, la faisant passer de 4,76 avec les paramètres initiaux du potentiel thermodynamique à 4,48.

3.3. Modélisation du système PEMFC

Tableau 3.8. Valeurs optimisées des paramètres de l'équation de Nernst

| Paramètres | Limites initiales [JOU16] | Limites finales | Valeurs |
|--|------------------------------|------------------|----------------------|
| α_a (-) | [0,5 0,8] | [0,5 0,7] | 0,556 |
| α_c (-) | [0,1 0,5] | [0,1 0,2] | 0,164 |
| i_{loss} (A.cm ⁻²) | [0,001 0,1] | [0,001 0,1] | 0,020 |
| $i_{0,a}$ (A.cm ⁻²) | [0 0,1] | [0,0001 0,01] | 0,007 |
| $i_{0,c}$ (A.cm ⁻²) | [0 0,1] | [0,00001 0,0001] | $6,13 \cdot 10^{-5}$ |
| B_c (-) | [0 5] | [0,0001 0,2] | 0,031 |
| R_{ion} (Ω .cm ⁻²) | [0 0,09] | [0,001 0,02] | 0,011 |
| R_0 (Ω .cm ⁻²) | [0 0,09] | [0,0001 0,05] | 0,028 |

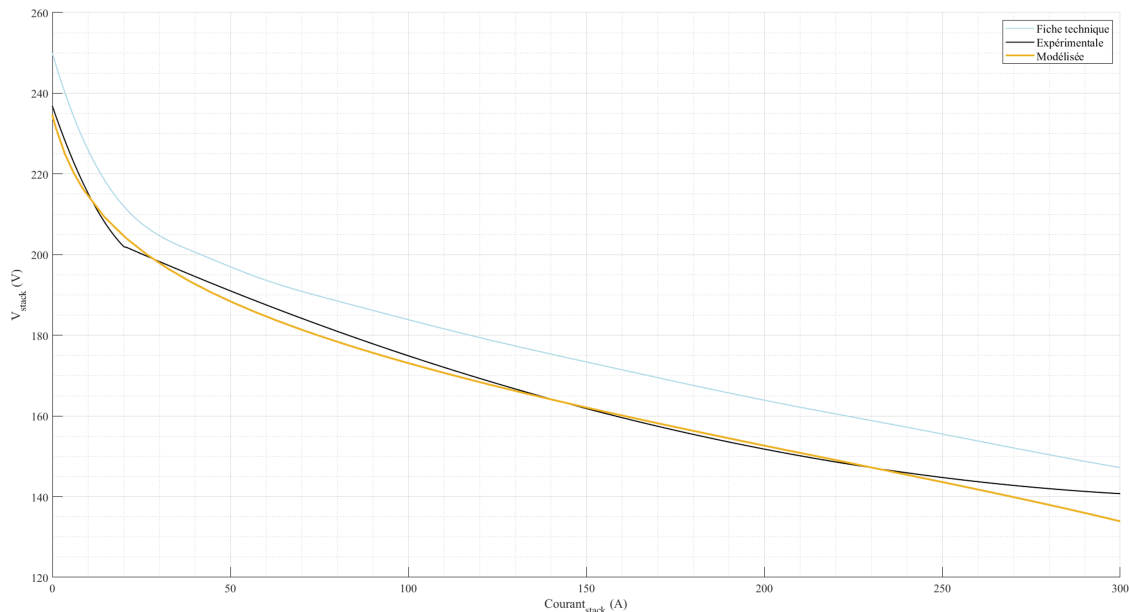


Figure 3.39 – Courbes de polarisation expérimentales et modélisée

3.3.3.2 Détermination des paramètres dynamiques

Dans cette partie, le processus d'optimisation des paramètres dynamiques est abordé. Les paramètres en question, identifiés dans le paragraphe 3.3.1.1.3, influencent directement la réponse en tension du stack lors des variations de puissance demandée. L'objectif de cette optimisation est de garantir que la réponse en tension simulée reflète fidèlement les observations expérimentales, en particulier durant les phases transitoires où les phénomènes capacitifs de double-couche jouent un rôle crucial.

La campagne d'essais et les résultats expérimentaux sont présentés avec les résultats de la modélisation.

3.3. Modélisation du système PEMFC

Présentation de la campagne d'essais

Cette campagne d'essais a pour objectif d'évaluer la dynamique du système en mesurant le temps de réponse du stack à une demande de puissance. Les données expérimentales recueillies serviront à déterminer les paramètres dynamiques du stack ainsi que ceux des auxiliaires, ces derniers étant abordés dans la sous-partie suivante. Le profil de test s'inspire du profil de courant décrit dans la référence [CHR07], où le système testé est le Ballard NEXA, capable de délivrer une puissance comprise entre 500 W et 2 kW. Dans cette référence, les créneaux de courant, appliqués à des intervalles de 250 secondes, consistent en une période de 125 secondes avec courant suivi de 125 secondes sans courant, pour des valeurs de 15 A, 30 A et 45 A, correspondant respectivement à 525 W, 930 W et 1,22 kW, sur une durée totale de 750 secondes.

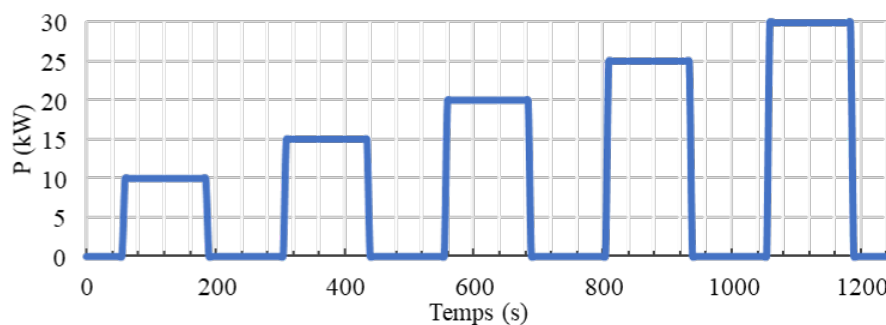


Figure 3.40 – Profil de puissance demandé au système PEMFC

Contrairement aux tests classiques sur stacks, comme ceux rapportés dans [CHR07], où le protocole repose sur une demande en courant, la méthode des créneaux de courant n'est pas applicable à un système PEMFC. Dans notre campagne d'essais, les tests sont basés sur une demande en puissance. En adaptant les créneaux de courant proposés dans la référence [CHR07] en terme de puissance et en conservant leur période, les créneaux de puissance appliqués à notre système PEMFC sont illustrés dans la Figure 3.40. Ce cycle de créneaux sera répété quatre fois pour garantir la fiabilité des résultats obtenus.

Résultats obtenus

Les courbes présentées dans les Figures 3.41 et 3.42 illustrent respectivement la réponse en puissance du stack en fonction de la puissance demandée au système PEMFC lors de l'essai, ainsi que l'évolution de la tension du stack en réponse au courant demandé. Ces courbes sont extraites du premier cycle réalisé, la réponse en tension du stack est identique pour les quatre cycles effectués.

Le courant demandé au stack reste constant au travers des différents essais, étant déterminé par la gestion d'énergie déjà intégrée au système PEMFC. Les dynamiques du stack (c'est-à-dire les temps de réponse) ont été mesurées pour chaque demande de puissance, exprimées en $\text{kW}\cdot\text{s}^{-1}$. Les dynamiques obtenues sont les suivantes :

3.3. Modélisation du système PEMFC

- Pour une puissance demandée de 10 kW : $0,83 \text{ kW}\cdot\text{s}^{-1}$
- Pour une puissance demandée de 15 kW : $0,75 \text{ kW}\cdot\text{s}^{-1}$
- Pour une puissance demandée de 20 kW : $0,71 \text{ kW}\cdot\text{s}^{-1}$
- Pour une puissance demandée de 25 kW : $0,64 \text{ kW}\cdot\text{s}^{-1}$
- Pour une puissance demandée de 30 kW :
 - $0,65 \text{ kW}\cdot\text{s}^{-1}$ pour la première phase,
 - $0,32 \text{ kW}\cdot\text{s}^{-1}$ pour la seconde phase,
 - $0,06 \text{ kW}\cdot\text{s}^{-1}$ pour la troisième phase.

Pour la demande en puissance de 30 kW, la dynamique se décompose en trois phases distinctes. Initialement, la dynamique est similaire à celle observée pour une demande de 25 kW. Ensuite, cette dynamique diminue de moitié, pour finalement atteindre la puissance demandée avec une dynamique inférieure à $0,1 \text{ kW}\cdot\text{s}^{-1}$. Cette diminution progressive de la dynamique à haute puissance s'explique par le fait qu'à 30 kW, la tension moyenne par cellule atteint 0,53 V, une valeur proche de la tension minimale de 0,5 V, en deçà de laquelle la membrane risque de subir des dégradations irréversibles. La stratégie de gestion du système intègre ainsi une sécurité visant à limiter l'augmentation de la puissance, empêchant ainsi d'atteindre la tension critique pour les cellules.

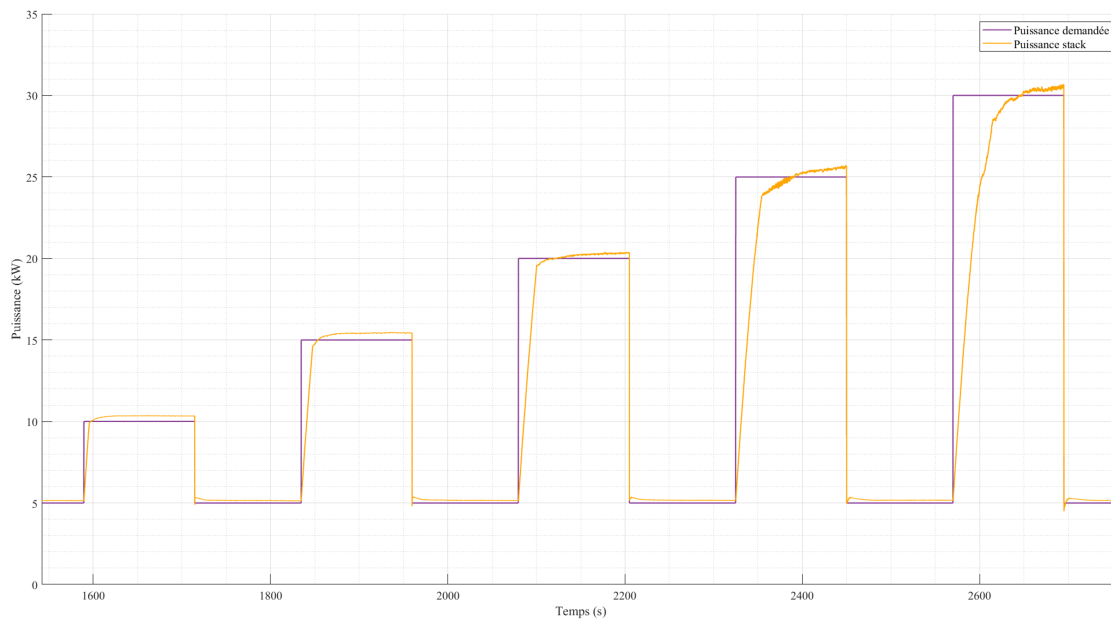


Figure 3.41 – Réponse en puissance du stack à la demande de puissance du système

3.3. Modélisation du système PEMFC

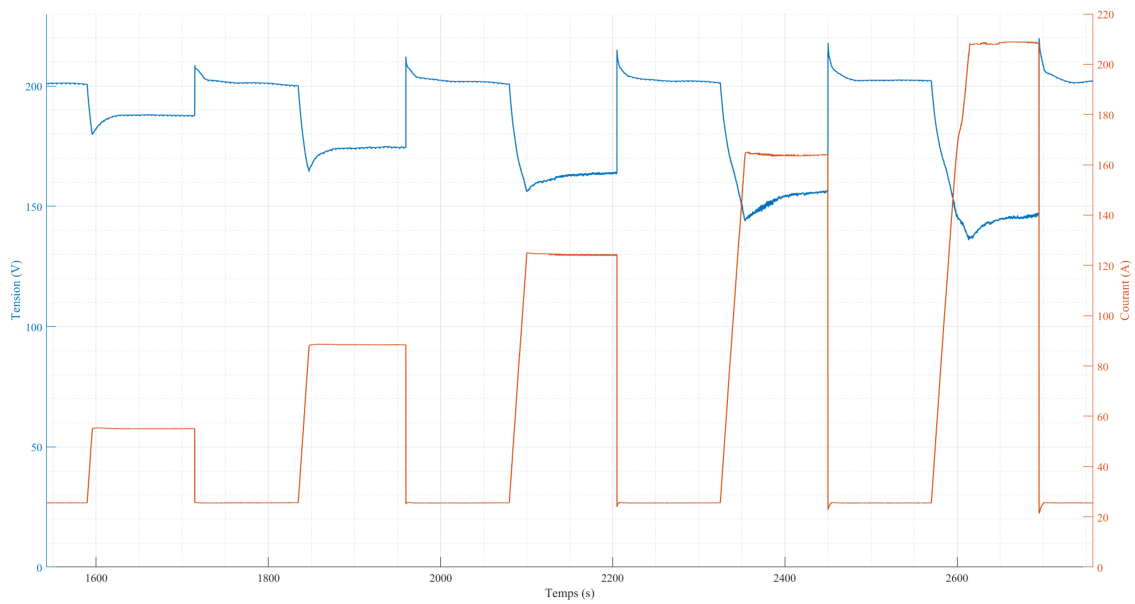


Figure 3.42 – Réponse en tension du stack par rapport à la demande de courant

3.3. Modélisation du système PEMFC

Optimisation des paramètres dynamiques

Les paramètres dynamiques optimisés sont ceux mentionnés dans le paragraphe 3.3.1.1.3. Deux ensembles de paramètres sont à optimiser : dans un premier temps, il s'agit des paramètres permettant de calculer la tension résultante du phénomène capacitif de double-couche. Sans cette optimisation, la tension modélisée ne suit pas la dynamique observée expérimentalement. Ces paramètres ont été optimisés en se basant sur la réponse en tension du stack pour un créneau de puissance de 10 kW, puis le cycle complet (composé de cinq créneaux de puissance) a été simulé pour vérifier la fiabilité des paramètres optimisés.

La Figure 3.43(a) illustre la réponse en tension du stack modélisée sans optimisation des paramètres dynamiques, montrant que la tension modélisée ne suit pas la tension expérimentale lors des phases transitoires. Après optimisation des paramètres de double-couche (Figure 3.43(b)), la réponse en tension modélisée s'aligne mieux avec les phases transitoires et se rapproche davantage de la tension expérimentale. Cependant, malgré cette amélioration apparente, la MSE a augmenté, passant de 369 avant optimisation à 404 après optimisation des paramètres de double-couche.

La deuxième phase de l'optimisation des paramètres dynamiques concerne l'ajustement des résistances et des capacités hydrauliques. Après cette optimisation, la MSE a été réduite à 323. La réponse finale en tension modélisée est représentée dans la Figure 3.43(c).

3.3.3.3 Détermination des paramètres liées aux auxiliaires du système PEMFC

Le modèle du système PEMFC intègre deux auxiliaires : le circuit de refroidissement et le compresseur d'air. Il est essentiel de déterminer les paramètres des équations qui régissent le fonctionnement de ces auxiliaires afin d'assurer que la modélisation reflète au mieux leur comportement réel. Les points ci-dessous présentent brièvement les résultats modélisés et expérimentaux de cette détermination.

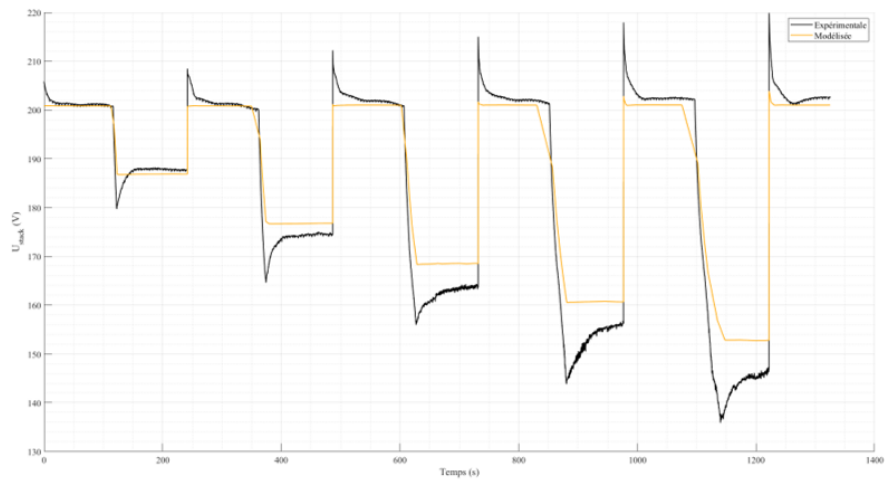
Circuit de refroidissement

Les paramètres du circuit de refroidissement sont déterminés en fonction des essais réalisés avec des créneaux de courant. Comme précisé dans le paragraphe 3.3.1.2.2, le circuit de refroidissement est modélisé à l'aide d'une analogie fluide-électrique. La capacité thermique du circuit et la résistance thermique représentent respectivement les effets de conduction et de convection entre le stack et le liquide de refroidissement. Selon la référence [BOU09b], les équations modélisant le circuit de refroidissement peuvent être appliquées à tout système PEMFC, sous réserve que les paramètres soient optimisés.

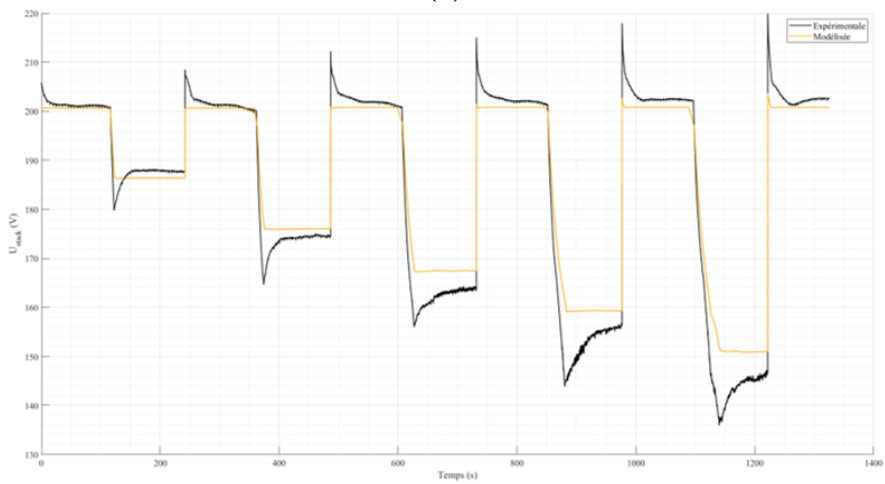
La résistance thermique R_{th} est définie par deux paramètres, désignés ici R_{th1} et R_{th2} , selon la relation suivante :

$$R_{th} = R_{th1} \exp(-R_{th2} \cdot q_{H_2O}) \quad (3.53)$$

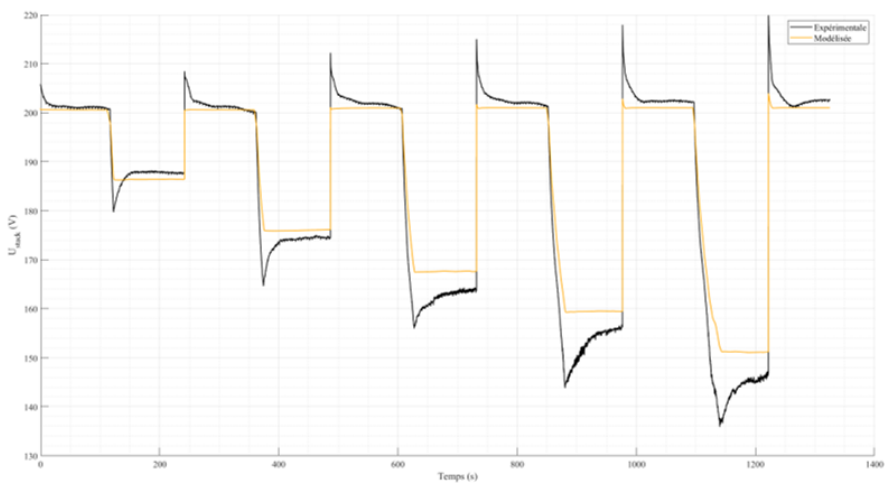
3.3. Modélisation du système PEMFC



(a)



(b)



(c)

Figure 3.43 – Tensions modélisées sans optimisation des paramètres dynamiques (a) ; avec optimisation des paramètres de double-couche (b) ; avec optimisation des paramètres de double-couche et hydrauliques (c)

3.3. Modélisation du système PEMFC

où q_{H_2O} représente le débit d'eau dans le circuit de refroidissement du stack, exprimé en $L \cdot \text{min}^{-1}$. Ce débit d'eau est fixé à $100 L \cdot \text{min}^{-1}$ et reste constant tout au long de la modélisation. Cependant, dans les essais réalisés, ce débit varie en fonction des besoins en refroidissement du stack. Ce débit pourrait être régulé par l'implémentation d'une structure de commande. Faute de temps, cette structure n'a pas été modélisée, mais elle représente un axe à explorer dans de futurs travaux.

La Figure 3.44 présente l'évolution de la température en sortie de stack, modélisée et expérimentale. L'erreur associée à cette représentation n'est pas précisée. Les paramètres R_{th1} et R_{th2} ont été principalement ajustés en analysant l'évolution de la tension en sortie de stack. Une meilleure correspondance entre la tension modélisée et expérimentale indique que les valeurs choisies pour le circuit de refroidissement sont adéquates, malgré les écarts observés entre les profils de température expérimentaux et modélisés.

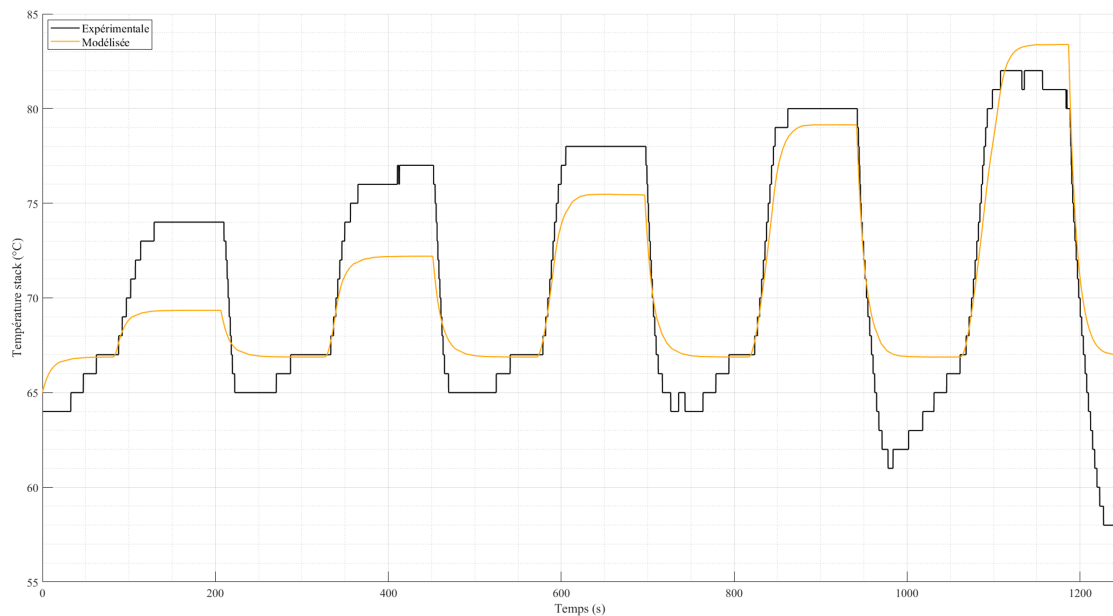


Figure 3.44 – Évolution de la température en sortie de stack

Compresseur d'air

L'optimisation des paramètres du compresseur a été réalisée en deux étapes. Dans un premier temps, les paramètres associés au moteur ont été optimisés, incluant l'inductance, la résistance du câblage, ainsi que le coefficient électromécanique. Ensuite, les paramètres liés à la tête de compression ont été déterminés, comprenant le moment d'inertie, les frottements, le coefficient de compression, le volume comprimé par révolution, et l'efficacité volumétrique.

L'optimisation des paramètres du moteur a été effectuée en utilisant le modèle du système PEMFC associé à sa structure de commande (voir Figure 3.33). Le courant de sortie du convertisseur basse tension et la tension ont été les variables observées pour cette optimisation, les données expérimentales étant disponibles pour

3.3. Modélisation du système PEMFC

ces deux variables. Cette optimisation dynamique s'est appuyée sur des essais en créneau, où la dynamique du compresseur était principalement déterminée par le temps de réponse du moteur à courant continu [BOU09b].

La détermination des paramètres liés à la tête de compression a été plus complexe, car les seules données expérimentales disponibles étaient le courant et la tension en sortie du convertisseur basse tension. Dans un premier temps, les caractéristiques techniques du compresseur ont été examinées. Deux paramètres ont été déduits à partir de ces spécifications : l'efficacité volumétrique et le coefficient de compression. L'efficacité volumétrique d'un compresseur à palettes est généralement d'environ 80 % selon [THI89], tandis que le coefficient de compression est de 1,4 d'après [TEK04]. Le volume comprimé par révolution, le moment d'inertie et les frottements ont été déterminés en analysant la vitesse de rotation modélisée en sortie du moteur. L'objectif était de s'assurer que, pour chaque créneau de puissance, la vitesse de rotation modélisée correspondait à celle indiquée dans la fiche technique.

Finalement, ces paramètres ont été validés à l'aide de deux profils de courant différents, issus de deux essais expérimentaux distincts.

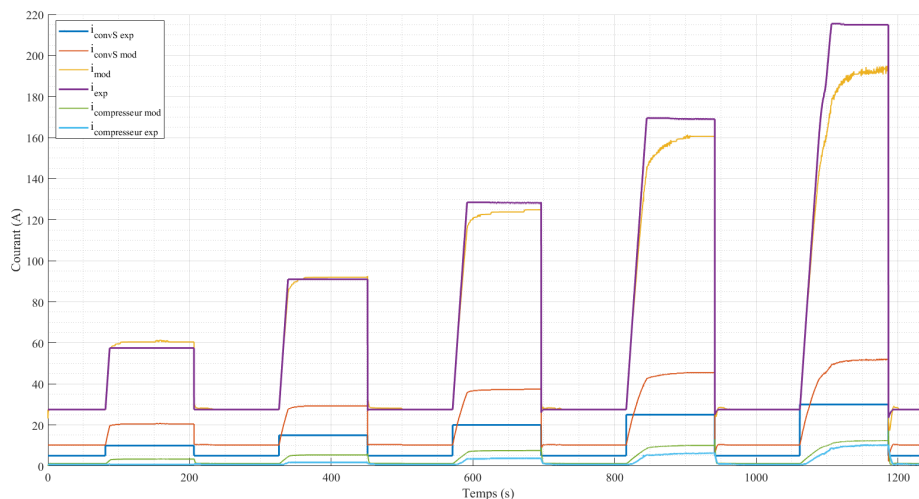


Figure 3.45 – Courbes modélisées et expérimentales pour le courant de sortie du système PEMFC, le courant demandé au stack et le courant délivré au compresseur d'air

Le premier profil de courant provient de l'essai en créneaux de courant, principalement utilisé pour évaluer la dynamique du système par rapport à la réalité. Sur la Figure 3.45, le courant de sortie du convertisseur haute tension, le courant demandé au stack et le courant alimentant le compresseur d'air sont modélisés. Il apparaît que le courant modélisé délivré au compresseur d'air $i_{\text{compresseur mod}}$ est plus élevé que le courant expérimental $i_{\text{compresseur exp}}$ pour les faibles paliers de courant. En revanche, le courant stack modélisé i_{mod} correspond bien aux données expérimentales jusqu'à 120 A, au-delà duquel la différence devient plus marquée. Une différence similaire est observée entre les courants de sortie du système PEMFC modélisés $i_{\text{convS mod}}$ et expérimentaux $i_{\text{convS exp}}$. Après analyse des données expérimentales, il

3.3. Modélisation du système PEMFC

a été constaté que le rapport de modulation D du convertisseur haute tension n'est pas identique selon que l'on considère les rapports courant d'entrée/sortie ou tension d'entrée/sortie du convertisseur. Dans notre modèle de commande du système PEMFC, le rapport de modulation D est supposé identique pour les courants et les tensions, ce qui explique la disparité observée entre les courbes modélisées et expérimentales.

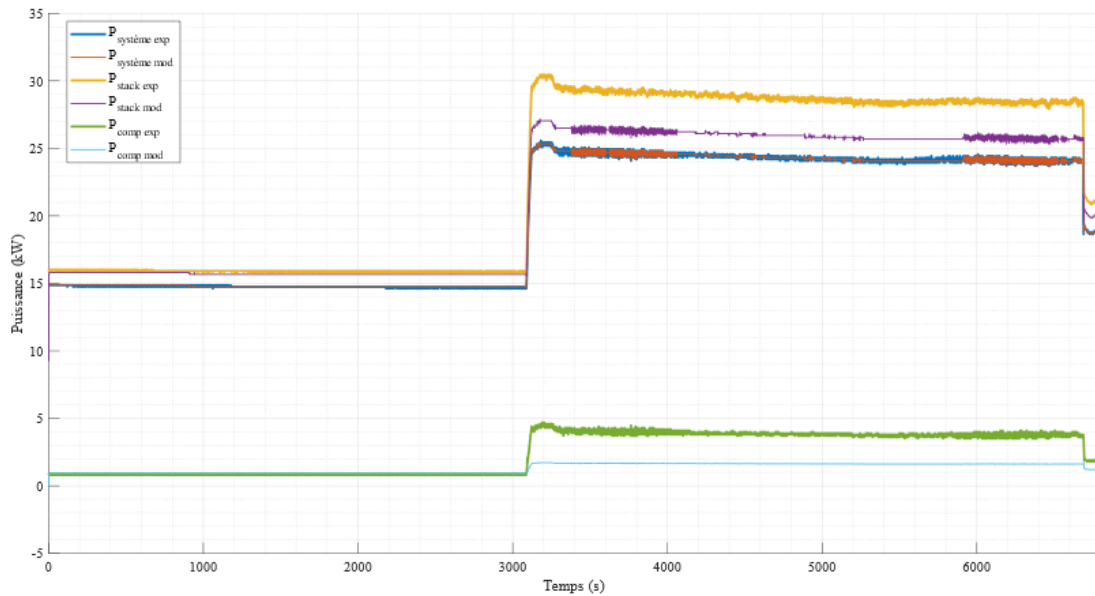


Figure 3.46 – Courbes modélisées et expérimentales pour les paliers à puissance constante : 15 kW et 30 kW

Le second profil de courant provient d'un essai avec deux paliers de puissance : 15 kW pendant 1 heure, puis 30 kW pendant une heure. Cet essai permet de vérifier si la puissance modélisée $P_{\text{système mod}}$ correspond à la puissance mesurée $P_{\text{système exp}}$ et d'évaluer l'impact du compresseur d'air. Sur le palier de 15 kW, le rendement est de 43 % avec une consommation de 0,8 kg d'hydrogène, et sur le palier de 30 kW, le rendement est de 33 % avec une consommation de 1,8 kg d'hydrogène. Une différence entre les courbes modélisées et expérimentales à 30 kW est due à une sous-estimation de la puissance nécessaire au compresseur d'air, entraînant une différence dans le courant fourni par le stack. En effet, dans notre modèle, cette estimation est inférieure à la réalité, ce qui signifie que le courant fourni par le stack dans le modèle est plus faible que celui requis dans les conditions réelles. En réalité, le compresseur nécessite un courant plus élevé, donc pour une même puissance en sortie du système, le stack doit fournir davantage de courant que ce qui est modélisé.

3.4. Conclusion

Ce troisième chapitre a permis de présenter les différentes étapes de modélisation des composants énergétiques, en particulier les packs batteries, les supercondensateurs et le système PEMFC. Chaque modèle a été développé en tenant compte des caractéristiques spécifiques de chaque technologie, tout en veillant à intégrer les contraintes liées à l'application envisagée. La modélisation théorique a été confrontée à des campagnes d'essais, permettant de valider et d'affiner les paramètres des modèles développés.

Les résultats obtenus offrent une compréhension approfondie des comportements dynamiques des composants et apportent les connaissances nécessaires pour mener à bien l'optimisation du système énergétique global. Les travaux futurs pourront se concentrer sur l'amélioration des modèles existants, l'intégration d'une structure de commande plus sophistiquée et l'évaluation des performances du système dans des conditions réelles d'utilisation.

Ainsi, ce chapitre constitue une étape clé vers la réalisation d'une chaîne de traction électrique-hydrogène efficace, durable, et respectueuse des contraintes techniques, économiques, gouvernementales, sociétales et environnementales. Ces travaux préliminaires posent les bases pour explorer différentes configurations de la chaîne de traction afin d'identifier celles qui offrent le meilleur compromis en termes de performance et de durabilité.

Chapitre 4

Analyse comparative des chaînes de traction électriques et hydrogène en fonction des critères sociétaux, environnementaux, économiques et techniques

Ce chapitre se concentre sur la conception énergétique des différentes configurations de chaînes de traction, allant des solutions 100 % batteries aux configurations hybrides batteries-hydrogène, et enfin la triple hybridation intégrant des supercondensateurs. L'objectif principal est de comparer ces configurations en termes de performance énergétique, de durabilité, de coût et d'impact environnemental, à travers des simulations détaillées et des stratégies de gestion d'énergie optimisées.

Tout en tenant compte des contraintes spécifiques liées aux véhicules portuaires étudiés, la chaîne de traction électrique la plus optimale sera identifiée. En s'appuyant sur des simulations détaillées et une méthodologie rigoureuse, les résultats obtenus serviront à guider le choix de la meilleure solution technologique pour répondre aux enjeux de performance et de durabilité dans un contexte industriel.

4.1. Analyse et pré-dimensionnement des chaînes de traction des véhicules portuaires

Cette partie se consacre à l'analyse détaillée et au pré-dimensionnement des chaînes de traction électrique et hybrides des véhicules portuaires.

Dans un premier temps, une analyse approfondie des véhicules portuaires est réalisée, en se focalisant sur leurs caractéristiques techniques et leur mode de fonctionnement. Cette analyse permet de définir les exigences spécifiques en matière d'énergie et de puissance, et d'étudier les cycles de conduite réels de ces véhicules dans plusieurs ports.

Ensuite, en tenant compte des résultats obtenus lors de l'analyse, plusieurs configurations de chaînes de traction sont proposées et pré-dimensionnées. Ces configurations incluent des systèmes 100 % batteries, des systèmes hybrides combinant batteries et piles à hydrogène, ainsi que des systèmes de triple hybridation intégrant des supercondensateurs.

Les parties suivantes s'appuieront sur la définition des besoins techniques et sur le pré-dimensionnement des composants énergétiques de la chaîne de traction.

4.1.1 Analyse des véhicules portuaires et de leur fonctionnement

L'analyse des véhicules portuaires et de leur fonctionnement est une étape cruciale pour comprendre les spécificités de leur utilisation et pour ajuster au mieux le dimensionnement des composants énergétiques de leur chaîne de traction. Contrairement aux véhicules urbains, les véhicules portuaires sont soumis à des cycles de fonctionnement très particuliers, influencés par les exigences opérationnelles des ports, les conditions environnementales, ainsi que les caractéristiques des tâches qu'ils effectuent.

Cette partie se concentre sur l'examen détaillé des caractéristiques techniques et des modes de fonctionnement des véhicules portuaires, en particulier ceux équipés de chaînes de traction électrifiées. Dans un premier temps, le fonctionnement de ces véhicules est présenté, suivi des principales caractéristiques des véhicules étudiés. Ensuite, une analyse des cycles de conduite dans différents ports est effectuée, afin de fournir une base solide pour le dimensionnement et la simulation de la chaîne de traction.

4.1.1.1 Caractéristiques et fonctionnement d'un véhicule portuaire

Pour simuler efficacement la chaîne de traction, il est crucial de connaître les cycles de puissance spécifiques aux véhicules portuaires. En effet, le fonctionnement de ces véhicules est très différent de celui des véhicules urbains. Le dimensionnement des composants, la définition de la stratégie de gestion d'énergie, et plus largement, la simulation de la chaîne de traction ne peuvent pas s'appuyer sur des cycles de conduite standardisés tels que le cycle WLTP (Procédure d'essai mondiale harmonisée pour les véhicules légers).

4.1. Analyse et pré-dimensionnement des chaînes de traction des véhicules portuaires

Fonctionnement des véhicules portuaires

Il existe sept principales catégories de véhicules portuaires, incluant les chariots cavaliers, les chariots élévateurs, les portiques de quai, les transporteurs automatisés, les grues de parc, les grues de quai, et les tracteurs portuaires. Notre étude se concentre sur cette dernière catégorie.

Les tracteurs portuaires sont dédiés à la gestion et à la manutention des conteneurs dans les ports. Ces véhicules sont principalement utilisés pour le transport de conteneurs entre deux points fixes, du point A au point B. Après une étude de faisabilité menée par mon encadrant d'entreprise, Raphaël Perey, il a été constaté que le fonctionnement des véhicules portuaires sur un même port est souvent répétitif. Les conteneurs sont chargés à quai, le point A, puis déchargés au point B, par exemple pour être transférés sur un autre véhicule. Ensuite, les véhicules retournent au point A, souvent à vide, où ils attendent d'être à nouveau chargés. Ce temps d'attente à quai est une des variables les plus importantes dans le fonctionnement d'un véhicule portuaire. Selon les conditions de chargement et de déchargement, ce temps d'attente peut aller jusqu'à une heure. Pendant cette période, le véhicule reste allumé avec la climatisation ou le chauffage en marche continue.

Le temps de fonctionnement d'un véhicule portuaire correspond généralement à un cycle de travail de deux équipes de 8 heures, pouvant s'étendre jusqu'à trois équipes. En d'autres termes, un véhicule peut fonctionner jusqu'à 8 heures avant d'être rechargé pour une nouvelle mission. À l'origine, ces véhicules étaient thermiques, équipés de moteurs diesel, offrant une grande autonomie pouvant atteindre 20 heures, avec un remplissage du réservoir très rapide. Pour que les tracteurs portuaires électriques soient compétitifs, leur recharge doit être aussi rapide que possible. Ils peuvent être rechargés brièvement durant les pauses ou lors des rotations entre équipes, ce qui est appelé recharge par opportunité. Actuellement, les véhicules commercialisés par GAUSSIN, appelés APM, sont entièrement électriques. Une des solutions les plus innovantes est le système SWAP, où le pack batterie vide est remplacé par un autre pack chargé, bien que le pack batterie puisse également être rechargé directement sur le véhicule.

Caractéristiques des véhicules APM

Les véhicules APM de notre entreprise peuvent transporter une charge maximale de 75 tonnes. Leur poids à vide est d'environ 21 000 kg, et leur vitesse maximale est de 25 km.h⁻¹ en charge et de 32 km.h⁻¹ à vide. La consommation énergétique liée à la climatisation et aux auxiliaires peut atteindre jusqu'à 4 kW. Ces véhicules sont équipés d'un boîtier de télémétrie qui permet, entre autres, de collecter les cycles de puissance des véhicules.

Le véhicule doit être capable de fonctionner en extérieur, dans des conditions humides et sous un air salin (conditions marines). De plus, il doit maintenir ses performances dans une plage de températures allant de -20 °C à 50 °C. Les accélérations et décélérations extrêmes mesurées sont évaluées à $\pm 5 \text{ m.s}^{-2}$, pour une vitesse maximale mesurée sur l'ensemble des cycles de 32 km.h⁻¹. Ces conditions constituent des

4.1. Analyse et pré-dimensionnement des chaînes de traction des véhicules portuaires

défis majeurs pour l'intégration d'une chaîne électrifiée et d'un système PEMFC au sein de ce véhicule. Par ailleurs, en conservant le châssis actuel du véhicule, il est possible d'ajouter uniquement deux réservoirs d'hydrogène de type IV à 350 bars, ce qui limite la capacité maximale d'hydrogène du véhicule à 10,5 kg.



Figure 4.1 – APM électrique 100 % Batteries actuellement commercialisés chez GAUSSIN

4.1.1.2 Analyse des cycles de conduite

L'analyse des cycles de conduite porte sur les véhicules APM75T entièrement électriques. Ces véhicules utilisent la technologie SWAP, où les batteries sont des batteries Lithium-ion de type Lithium Métal Polymère (LMP). L'inconvénient majeur de ces batteries réside dans leur besoin constant de maintien en température. Ainsi, même lorsque le véhicule est à l'arrêt, il doit rester en veille pour maintenir les batteries à la température adéquate.

Les cycles de conduite ont été collectés dans trois ports situés dans des régions distinctes : un port en Afrique de l'Est, un port en Arabie Saoudite, et un port en Nouvelle-Zélande. Pour l'ensemble des ports, les données ont été recueillies durant l'été 2022. Concernant le port de Nouvelle-Zélande, les données couvrent 72 jours d'utilisation répartis sur trois véhicules. Pour le port d'Afrique de l'Est, des données correspondant à 23 jours d'utilisation sur deux véhicules différents ont été collectées. Enfin, pour le port d'Arabie Saoudite, les données couvrent une période de 7 jours répartie sur huit véhicules. Ces données ont été collectées avec un pas de temps de 1,8 secondes. Les informations enregistrées incluent le courant, la tension et la puissance du bus DC, ainsi que la vitesse du véhicule. Les périodes de collecte varient d'un port à l'autre, en fonction du taux d'activité, de la disponibilité des véhicules (notamment en cas de pannes), ainsi que des éventuels problèmes de réception des données liés au boîtier de télémétrie.

Ces fichiers ne peuvent pas être utilisés directement pour obtenir des statistiques. Un traitement des données est donc nécessaire.

4.1. Analyse et pré-dimensionnement des chaînes de traction des véhicules portuaires

Définitions mises en place

Les définitions établies ci-dessous visent à uniformiser le traitement des fichiers téléchargés. L'objectif de ces définitions est de permettre l'extraction de plusieurs cycles d'utilisation afin de réaliser des études statistiques approfondies sur ces derniers. La définition adoptée pour un cycle d'utilisation est la suivante :

“Un cycle d'utilisation définit le fonctionnement du véhicule sur une durée maximale de 8 heures. Deux cycles d'utilisation sont délimités par un arrêt d'une durée supérieure à 1 heure.”

Afin de pouvoir mener une étude statistique cohérente sur ces cycles d'utilisation, plusieurs paramètres ont été définis. Ces paramètres permettent de faire face aux différents éléments intervenants dans les fichiers téléchargés et à uniformiser les cycles d'utilisation qui en seront extraits.

Le premier paramètre à observer concerne les temps d'arrêt du véhicule. Les APM75T sont utilisés dans des zones portuaires, ce qui signifie que le temps d'attente entre le chargement et le déchargement des conteneurs est variable, imprévisible, et dépend du port concerné. Par exemple, sur le port de Nouvelle-Zélande, un APM75T peut passer 56% de son temps de fonctionnement à l'arrêt (le reste étant consacré au roulage), tandis que sur le port situé en Afrique de l'Est, 85% de son temps de fonctionnement est dédié au roulage. Cette différence d'utilisation significative entre ces deux ports impose la mise en place d'une définition commune pour distinguer les temps de pause et les temps d'arrêt du véhicule. Les définitions adoptées sont les suivantes :

- Un temps de pause est une durée inférieure ou égale à 1 heure durant laquelle la vitesse du véhicule reste nulle.
- Un temps d'arrêt est une durée supérieure à 1 heure durant laquelle la vitesse du véhicule reste nulle.

Le deuxième paramètre concerne les dysfonctionnements du boîtier de télémétrie. Des lacunes dans les données sont observées, avec des interruptions pouvant durer jusqu'à une demi-journée. Ces lacunes seront donc à identifier afin de ne pas les inclure dans les cycles d'utilisation.

Enfin, le troisième paramètre concerne les périodes de charge du pack batteries sur le véhicule. Ces périodes sont exclues des cycles d'utilisation. Leur inclusion entraînerait une influence disproportionnée des appels de puissance négatifs sur la puissance moyenne, ce qui fausserait l'analyse statistique de la puissance.

Résultats de l'analyse statistique

Après extraction des cycles d'utilisation à partir des cycles de conduite, un total de 242 cycles d'utilisation a été identifié. Ces cycles d'utilisation ont une durée comprise entre 2 et 8 heures, et l'arrêt d'un véhicule au sein d'un même cycle ne doit pas excéder une heure. La Figure 4.2 illustre les cycles d'utilisation extraits des cycles de conduite pour le port situé en Afrique de l'Est.

4.1. Analyse et pré-dimensionnement des chaînes de traction des véhicules portuaires

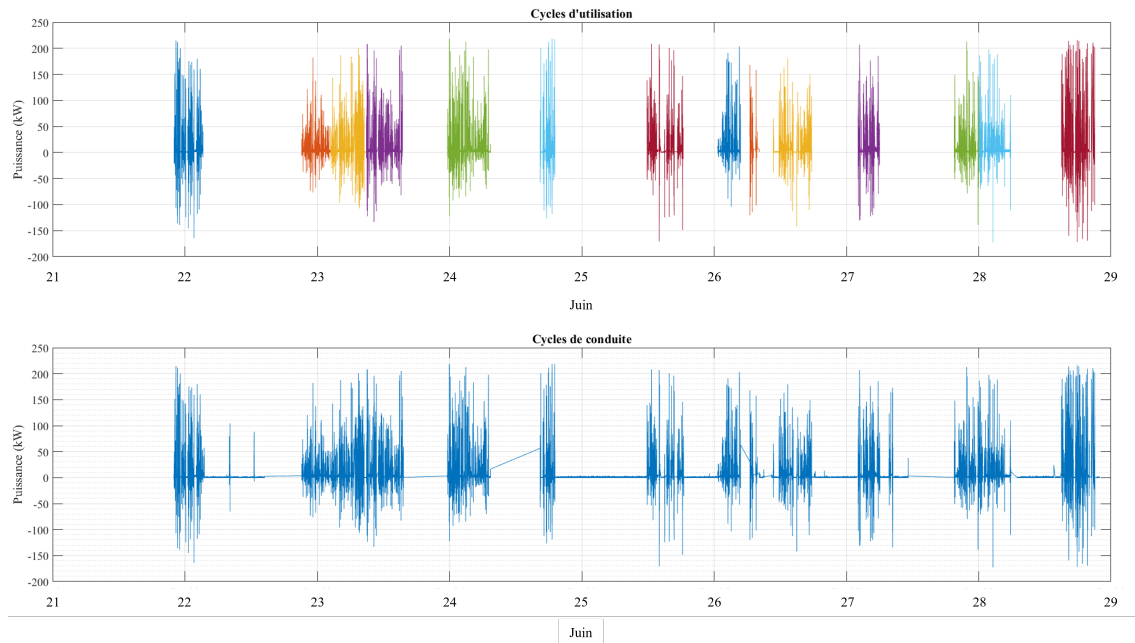


Figure 4.2 – Exemple de décomposition d'un cycle de conduite (en bleu) en cycles d'utilisation (représentés par différentes couleurs)

Sur l'ensemble des cycles d'utilisation analysés, les caractéristiques maximales suivantes ont été observées :

- L'énergie maximale mesurée est de 118,2 kWh ;
- Le pic de puissance maximale atteint 238,0 kW, auquel il faut ajouter 5 kW pour la climatisation ;
- L'activité maximale τ^1 , mesurée à 72,2 %, signifie que le véhicule portuaire peut être utilisé jusqu'à 72,2 % de son temps au cours d'un cycle d'utilisation ;
- La puissance moyenne maximale relevée est de 17,6 kW.

Ces critères de sélection serviront de base pour le pré-dimensionnement des composants énergétiques de la chaîne de traction. En se fondant sur ces valeurs maximales, quatre cycles d'utilisation ont été sélectionnés. Ces cycles seront utilisés pour tester la fiabilité de la chaîne de traction ainsi que la stratégie de gestion d'énergie mise en place.

Choix des cycles d'utilisation

En se basant sur les caractéristiques maximales précédemment évoquées, quatre cycles d'utilisation ont été sélectionnés. Chacun de ces cycles correspond à une caractéristique maximale spécifique. Les caractéristiques de ces cycles sont présentées dans le Tableau 4.1.

Pour valider le dimensionnement, un cycle intensif a été sélectionné parmi les 242 cycles d'utilisation. Ce cycle intensif a été identifié en appliquant une fonction

1. L'activité maximale définit le temps de roulage du véhicule portuaire par rapport à son temps d'utilisation total sur le cycle d'utilisation.

4.1. Analyse et pré-dimensionnement des chaînes de traction des véhicules portuaires

Tableau 4.1. Caractéristiques des cycles d'utilisation retenus

| Cycle | Durée (hh :mm) | Energie (kWh) | Puissance maximale (kW) | τ (%) | Puissance moyenne (kW) |
|----------|-------------------|------------------|-------------------------------|-------------|------------------------------|
| 1 | 07 :35 | 118,2 | 226,4 | 64,2 | 15,6 |
| 2 | 06 :50 | 78,3 | 238,0 | 50,7 | 11,5 |
| 3 | 02 :38 | 44,9 | 204 | 72,2 | 17,0 |
| 4 | 04 :21 | 76,8 | 180,9 | 42,53 | 17,6 |

qui normalise l'ensemble des critères puis détermine le cycle avec la somme la plus élevée des quatre critères étudiés. Ce cycle est représenté dans la Figure 4.3 et ces principales caractéristiques sont données dans le Tableau 4.1.

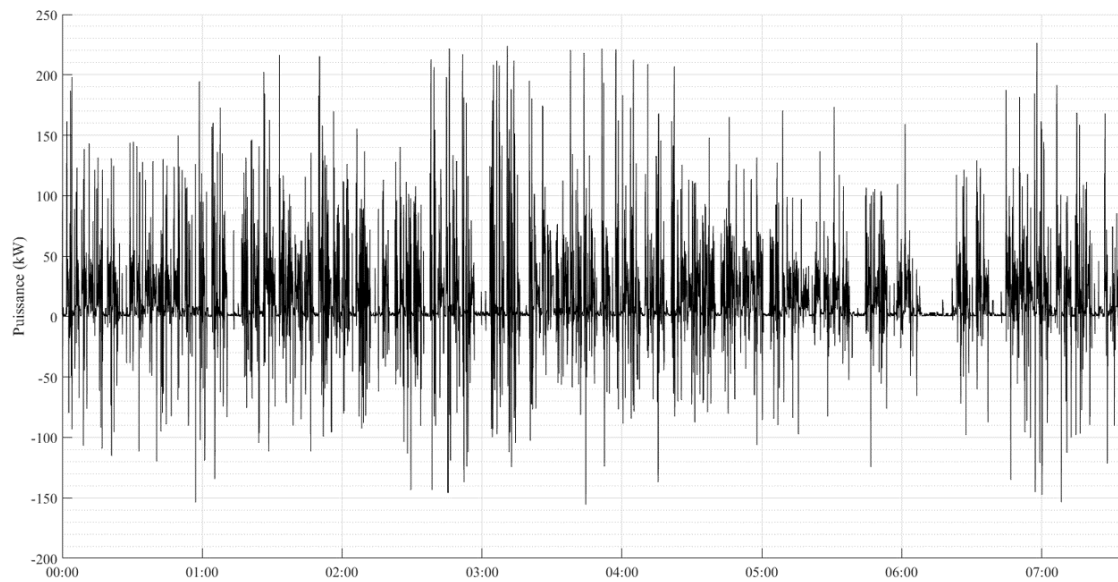


Figure 4.3 – Relevé de puissance du cycle n°1

4.1.2 Pré-dimensionnement des différentes chaînes de traction

Dans cette partie, nous abordons le pré-dimensionnement des différentes configurations de chaînes de traction envisagées pour un véhicule portuaire. Le terme “pré-dimensionnement” est utilisé car les configurations proposées pour les packs batteries et supercondensateurs pourraient être ajustées en fonction des résultats des simulations ultérieures des chaînes de traction.

L’objectif de ce pré-dimensionnement est de concevoir des solutions énergétiques pour répondre aux besoins spécifiques en termes de puissance et d’énergie du véhicule, tout en tenant compte des contraintes techniques imposées par les différentes technologies utilisées. Chaque sous-partie présente une analyse détaillée des spécifications techniques, ainsi que les démarches et méthodes employées pour optimiser le nombre de cellules de chaque configuration.

En commençant par une chaîne de traction 100 % batteries, nous examinerons ensuite une configuration hybride combinant un pack batteries et un système pile à hydrogène, et enfin une configuration de triple hybridation intégrant des supercondensateurs. Chaque configuration est évaluée pour assurer que les exigences de la chaîne de traction soient satisfaites.

4.1.2.1 Chaîne de traction 100 % batteries

Cette partie présente le processus de pré-dimensionnement d’une chaîne de traction entièrement électrique pour un véhicule portuaire. L’objectif est de concevoir un pack batteries qui réponde aux exigences énergétiques et de puissance spécifiques du véhicule, tout en optimisant le nombre de cellules nécessaires. Le pré-dimensionnement prend en compte différents facteurs, tels que la tension du bus DC, les pics de puissance, et les besoins énergétiques globaux, afin de garantir un fonctionnement optimal de la chaîne de traction.

Spécifications de la chaîne de traction

La démarche de pré-dimensionnement du pack batteries a été réalisée en plusieurs étapes, visant à répondre aux exigences énergétiques et de puissance du véhicule portuaire. Dans le cas des véhicules portuaires 100 % batteries de mon entreprise, le pack batteries est en lien direct avec le bus DC. Tout d’abord, le nombre de cellules en série a été déterminé pour garantir une tension comprise entre 520 V et 700 V, correspondant respectivement à un état de charge de 20 % à 100 %.² Ensuite, le nombre de rangées de cellules en parallèle a été calculé pour satisfaire le pic de puissance maximale requis, tout en assurant une capacité énergétique suffisante.

Les besoins énergétiques et de puissance ont été réajustés en prenant en compte la puissance de la climatisation. En prenant en considération la consommation de

2. Théoriquement, la tension du bus DC peut descendre en dessous de 520 V et monter au-dessus de 700 V. Cette plage a été définie en tenant compte des composants connectés au bus DC, un coefficient de sécurité a ensuite été appliqué afin de prévenir la mise en défaut de ces composants.

4.1. Analyse et pré-dimensionnement des chaînes de traction des véhicules portuaires

la climatisation estimée à 5 kW, le pic de puissance minimal, pour la récupération d'énergie au freinage est de -194 kW et le pic de puissance maximal est de 243 kW (cycle 2). Bien évidemment, le pic de puissance minimal n'est pas l'élément prioritaire dans le dimensionnement du pack batteries. Cependant, plus sa valeur se rapproche de -194 kW, plus la récupération d'énergie au freinage de la chaîne de traction sera optimale. La capacité du pack batteries à absorber le pic de puissance maximale n'est pas un critère primordial pour le pré-dimensionnement. Cependant, elle est tout de même observée afin de maximiser la récupération d'énergie lors du freinage. En intégrant la consommation de la climatisation, estimée à 5 kW et fonctionnant durant l'intégralité du cycle d'utilisation (y compris lorsque le véhicule est à l'arrêt, comme confirmé par l'analyse des cycles d'utilisation), l'énergie sur le cycle de puissance s'en trouve également impactée. Le nouveau besoin énergétique maximal, avec la climatisation, est donc de 156 kWh. Le dimensionnement de ces packs batteries a été fait selon les caractéristiques annoncées dans le Tableau 3.1 pour les cellules NMCa, NMCb et LTO et dans le paragraphe 3.1.3.2.3 du Chapitre 3 pour la batterie LFP.

Pré-dimensionnement du pack batteries

Pour pré-dimensionner le pack batteries, un algorithme génétique a été mis en place³. L'objectif de cet algorithme est de déterminer, pour les contraintes énoncées, le nombre minimal de cellules à placer en série et le nombre minimal de rangées de cellules en parallèle. Les contraintes énoncées dans cet algorithme génétique sont les suivantes :

$$\begin{cases} V_{\text{BUS min}} - N_s \cdot V_{20\% \text{ SOC}} < 0 & \text{(a)} \\ N_s \cdot V_{100\% \text{ SOC}} - V_{\text{BUS max}} < 0 & \text{(b)} \\ N_s \cdot N_p \cdot V_n \cdot I_{\text{max charge}} - P_{\text{traction min}} < 0 & \text{(c)} \\ P_{\text{traction max}} - N_s \cdot N_p \cdot V_n \cdot I_{\text{max décharge}} < 0 & \text{(d)} \\ E - N_s \cdot N_p \cdot V_n \cdot C_n < 0 & \text{(e)} \end{cases} \quad (4.1)$$

Avec :

- $V_{\text{BUS min}} = 520 \text{ V}$
- $V_{\text{BUS max}} = 700 \text{ V}$
- $P_{\text{traction min}} = -194 \text{ kW}$
- $I_{\text{max charge}} < 0 \text{ A}$
- $P_{\text{traction max}} = 243 \text{ kW}$
- $E = 156 \text{ kWh}$

Ces contraintes dépendent directement des caractéristiques du véhicule portuaire mentionnées précédemment.

Les équations 4.1 (a) et (b) posent des contraintes sur la tension du bus DC. Le nombre de cellules en série N_s doit fournir 520 V avec une tension cellule $V_{20\% \text{ SOC}}$

3. Le choix de recourir à un algorithme s'explique par la maîtrise déjà acquise de cet outil et de sa programmation. Cependant, l'utilisation d'un programme MILP avec deux variables entières, N_s et N_p , aurait également été suffisante.

4.1. Analyse et pré-dimensionnement des chaînes de traction des véhicules portuaires

correspondant à 20 % du SOC, et 700 V avec une tension cellule $V_{100\% \text{ SOC}}$ correspondant à 100 % du SOC.

L'équation 4.1 (c) détermine le nombre de rangées en parallèle N_p nécessaires pour fournir la puissance requise à la récupération de l'énergie au freinage. V_n représente la tension nominale des cellules et $I_{\text{max charge}}$ le courant maximal de charge d'une cellule lors d'une pulsation (20 secondes pour les cellules NMCb et LTO, 10 secondes pour la cellule NMCa selon les fiches techniques). Cette valeur doit être inférieure à 0.

L'équation 4.1 (d) permet de trouver le nombre de rangées en parallèle nécessaires pour soutenir le pic de puissance. $I_{\text{max décharge}}$ représente le courant maximal de décharge d'une cellule.

Enfin, l'équation 4.1 (e) dimensionne le pack batteries du point de vue énergétique, où C_n représente la capacité nominale d'une cellule.

La fonction objectif f est simple : minimiser le nombre total de cellules, c'est-à-dire réduire le produit du nombre de cellules en série par le nombre de cellules en parallèle.

$$f = \min(N_s \cdot N_p) \quad (4.2)$$

Le critère d'arrêt repose sur la tolérance appliquée aux variations de la fonction objectif. Si la différence entre la meilleure valeur de la fonction objectif obtenue lors de deux générations consécutives est inférieure à une certaine tolérance, l'algorithme s'interrompt. Par défaut, cette tolérance est fixée à 1×10^{-6} .

Le Tableau 4.2 présente la configuration optimisée du pack batteries pour une chaîne de traction 100 % batteries, ainsi que ses principales caractéristiques. Pour la batterie LTO, il n'est pas possible de choisir une configuration optimisée capable de fournir 520 V à 20 % de SOC et 700 V à 100 % de SOC. La tension minimale d'une cellule permettant au pack batteries de fournir au moins 520 V est donc considérée à 30 % de l'état de charge. La masse des différents packs batteries est issue des données présentées dans le chapitre 3.

Tableau 4.2. Pré-dimensionnement des packs batteries pour une chaîne de traction 100 % batteries

| Caractéristiques | NMCa | NMCb | LTO | LFP |
|---|------|------|--------|-------|
| N_s | 152 | 148 | 246 | 187 |
| N_p | 14 | 5 | 9 | 5 |
| $m_{\text{pack batteries}}$ (kg) | 760 | 833 | 2294 | 2151 |
| $V_{\text{pack batteries 20\% SOC}}$ (V) | 540 | 524 | 521* | 616 |
| $V_{\text{pack batteries 100\% SOC}}$ (V) | 644 | 622 | 693 | 631 |
| P_{min} (kW) | -528 | -493 | -1 656 | -555 |
| P_{max} (kW) | 496 | 821 | 1 656 | 1 851 |
| E (kWh) | 165 | 164 | 166 | 185 |

* Note : La tension cellule est prise pour 30 % de SOC.

4.1. Analyse et pré-dimensionnement des chaînes de traction des véhicules portuaires

Suite à ce pré-dimensionnement, plusieurs observations peuvent être faites :

- Pour une même capacité énergétique par cellule (60 Ah pour les cellules NMCb et LFP), le pack batteries NMCb contient moins de cellules et a une plus faible masse que le pack batteries LFP ;
- Les exigences énergétiques de la chaîne de traction entraînent un surdimensionnement du pack batteries en termes de puissance, quelle que soit la technologie de batterie considérée ;
- Le pack batteries LFP est celui qui offre la plus faible plage de variation de tension.

Ce pré-dimensionnement effectué sera le point de départ de la configuration des packs batteries pour les simulations.

4.1.2.2 Chaîne de traction électrique-hydrogène, hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène

Cette partie explore la configuration de la chaîne de traction hybride, combinant un pack batteries et un système pile à hydrogène. Nous aborderons ici les spécifications de cette chaîne de traction, la démarche de pré-dimensionnement du pack batteries, ainsi que les résultats obtenus, qui soulignent déjà certains des avantages liés à cette hybridation.

Spécifications de la chaîne de traction

La configuration de la chaîne de traction électrique-hydrogène a été détaillée dans la section 1.3.1.1.1 du Chapitre 1. Que ce soit pour une hybridation batteries, système pile à hydrogène et supercondensateurs, ou pour une configuration avec batteries et système pile à hydrogène, le pack batteries est directement connecté au bus DC, tandis qu'un convertisseur DC/DC est placé entre le système pile à hydrogène et le bus DC, ainsi qu'entre les supercondensateurs et le bus DC, dans la topologie semi-active choisie.

Dans une chaîne de traction électrique-hydrogène composée d'un pack batteries et d'une pile à hydrogène, la puissance moyenne du cycle est généralement fournie par le système hydrogène, tandis que le besoin énergétique global du véhicule est assuré par les réservoirs d'hydrogène.

Afin d'éviter la dégradation prématurée de la pile à hydrogène, il est essentiel de prendre en compte son point de fonctionnement optimal lors du dimensionnement en puissance du stack. En effet, comme discuté dans la section 3.3.3.1.2 du Chapitre 3, la pile à hydrogène se dégrade au-delà d'un certain point de fonctionnement. Il est donc crucial de maintenir le fonctionnement de la pile dans sa zone optimale. Dans notre cas, le système hydrogène intégré à la chaîne de traction de notre véhicule portuaire peut fournir une puissance maximale de 40 kW. Nous avons également vu, toujours dans la section 3.3.3.1.2, que le rendement optimal du système PEMFC se situe à une puissance inférieure à 25 kW. Le système PEMFC testé répond donc bien aux besoins du véhicule portuaire, avec une puissance moyenne de 17,6 kW, soit 22,6 kW en prenant en considérant la puissance

4.1. Analyse et pré-dimensionnement des chaînes de traction des véhicules portuaires

nécessaire au fonctionnement de la climatisation, permettant au système PEMFC de fournir cette puissance tout en préservant sa durabilité.

En parallèle, la consommation énergétique maximale par cycle est de 156 kWh, en prenant en compte la climatisation. Au sein du système, le réservoir à hydrogène doit fournir suffisamment d'énergie pour permettre au véhicule de fonctionner pendant 8 heures. Les batteries peuvent être rechargées soit par la récupération d'énergie au freinage, soit par la pile à hydrogène. Le réservoir doit donc contenir 160 kWh d'énergie, ce qui correspond à un peu moins de 10 kg d'hydrogène, en prenant en compte un rendement de 50 % pour le système hydrogène (1 kg d'hydrogène = 33 kWh). Ces 10 kg d'hydrogène peuvent être facilement stockés dans deux réservoirs d'hydrogène de type IV, chacun sous une pression de 350 bars et contenant 5,6 kg d'hydrogène.

Pré-dimensionnement du pack batteries

La démarche de pré-dimensionnement du pack batteries pour une chaîne de traction électrique-hydrogène est similaire à celle réalisée pour une chaîne de traction 100 % batteries. Cela signifie que le pré-dimensionnement de ce pack batteries est soumis aux mêmes types de contraintes, à savoir la tension du bus DC, la puissance requise, et l'énergie nécessaire à fournir, avec pour objectif de minimiser le nombre de cellules dans le pack batteries. Bien que ces contraintes restent de même nature, les valeurs spécifiques de puissance et d'énergie doivent être ajustées. Ce point se concentre donc sur la démarche employée pour déterminer les caractéristiques optimales du pack batteries.

La puissance maximale que le pack batteries doit fournir correspond à la puissance maximale requise par la chaîne de traction, soit 243 kW, diminuée de la puissance moyenne fournie par le système PEMFC. Ainsi, le pack batteries devra délivrer une puissance maximale de 220 kW, en arrondissant la puissance moyenne fournie par le système PEMFC à 23 kW. En revanche, la puissance minimale, qui correspond à l'énergie récupérée lors du freinage, reste inchangée à -194 kW et n'est pas influencée par le système PEMFC. C'est le besoin énergétique du pack batteries qui sera le plus impacté par cette hybridation.

Dans la chaîne de traction électrique-hydrogène, le pack batteries agit comme un tampon énergétique [WAN24b ; LI18]. Ce tampon est dimensionné en fonction du cycle 1, dont les caractéristiques sont présentées dans le Tableau 4.1. Ce cycle a été sélectionné car il représente le besoin énergétique le plus élevé. La puissance moyenne de cycle est de 20,6 kW. En faisant varier la puissance moyenne fournie par le système PEMFC entre 20 kW et 23 kW sur ce cycle, le besoin énergétique que le pack batteries devra fournir dans le cadre de cette hybridation varie de 8,5 kWh à 0 kWh⁴. Grâce à l'hybridation du pack batteries avec le système PEMFC, le besoin énergétique du pack batteries est réduit au minimum de 147,5 kWh. Le besoin

4. Cette valeur a été déterminée en intégrant le cycle de puissance 1, après soustraction de la puissance moyenne fournie par la pile. Le besoin énergétique du pack batteries est ensuite calculé en évaluant l'amplitude entre les énergies maximale et minimale obtenues.

4.1. Analyse et pré-dimensionnement des chaînes de traction des véhicules portuaires

énergétique nul s'explique par le fait que, lorsque le système PEMFC fournit une puissance constante supérieure à la puissance moyenne du cycle, le pack batteries récupère plus d'énergie qu'il n'en consomme. Cette hybridation permet ainsi de dimensionner le pack batteries en fonction des besoins en puissance de la chaîne de traction, plutôt qu'en fonction de ses besoins énergétiques.

Les résultats du pré-dimensionnement des packs batteries sont présentés dans le Tableau 4.3.

Tableau 4.3. Pré-dimensionnement des packs batteries pour une chaîne de traction électrique-hydrogène, hybridation entre un pack batteries et un système PEMFC

| Caractéristiques | NMCA | NMCb | LTO | LFP |
|---|------|------|------|------|
| N_s | 149 | 147 | 246 | 187 |
| N_p | 7 | 2 | 2 | 2 |
| $m_{\text{pack batteries}}$ (kg) | 372 | 331 | 510 | 860 |
| $V_{\text{pack batteries 20\% SOC}}$ (V) | 530 | 520 | 521* | 616 |
| $V_{\text{pack batteries 100\% SOC}}$ (V) | 631 | 617 | 693 | 631 |
| P_{\min} (kW) | -259 | -196 | -368 | -222 |
| P_{\max} (kW) | 243 | 326 | 368 | 741 |
| E (kWh) | 81 | 65 | 37 | 74 |

* Note : La tension cellule est prise pour 30 % de SOC.

L'hybridation du pack batteries avec le système pile à hydrogène permet de réduire la masse du pack batteries de 51 % au minimum, dans le cas du pack batteries NMCb, et jusqu'à 78 % dans le cas du pack batteries LTO. Ce critère de masse embarquée constitue un facteur essentiel à considérer lorsqu'il s'agit d'évaluer la quantité de matériaux nécessaires à la fabrication du pack batteries, ce qui permet également d'évaluer les impacts sociétaux, environnementaux et gouvernementaux associés à celui-ci.

4.1.2.3 Chaîne de traction électrique-hydrogène, triple hybridation

Cette partie présente le pré-dimensionnement d'une chaîne de traction électrique-hydrogène intégrant une triple hybridation, combinant un pack batteries, un système PEMFC, et un pack de supercondensateurs. Cette configuration vise à optimiser la gestion des demandes de puissance dynamique, tout en tirant parti des caractéristiques complémentaires de chaque source d'énergie.

Spécificités de la chaîne de traction pour le pré-dimensionnement d'un pack de supercondensateurs

Le pré-dimensionnement d'un pack de supercondensateurs au sein d'une chaîne de traction électrique-hydrogène repose sur l'analyse des besoins en puissance dynamique. Contrairement aux batteries, les supercondensateurs sont caractérisés par

4.1. Analyse et pré-dimensionnement des chaînes de traction des véhicules portuaires

leur capacité à fournir rapidement de la puissance pour des micro-cycles et des demandes de puissance transitoires, ce qui les rend essentiels pour gérer les pics de puissance [ISL19 ; THO09].

Pour déterminer les caractéristiques essentielles au pré-dimensionnement du pack de supercondensateurs, il est nécessaire de commencer par établir les spécifications pour le pré-dimensionnement du pack batteries. En effet, en raison du choix de la configuration architecturale de la chaîne de traction, le pack batteries est directement relié au bus DC, dont la tension doit être maintenue entre 520 V et 700 V, comme mentionné précédemment. Ce choix impose un nombre fixe de cellules en série. Dans cette configuration de triple hybridation entre un pack batteries, un système PEMFC et un pack de supercondensateurs, le pack batteries se compose d'une seule branche, quelle que soit la chimie utilisée. Le Tableau 4.4 présente les caractéristiques des différents packs batteries en fonction du nombre de cellules en série fixé. Le pack de supercondensateurs est ensuite dimensionné par rapport aux caractéristiques des packs batteries.

Le pack batteries présentant le pic de puissance maximal le plus faible est celui composé de cellules NMCa. Bien que ce pack comporte 4 branches en parallèle, le courant maximal qu'une cellule peut délivrer reste relativement faible par rapport aux autres types de cellules. Afin d'uniformiser le dimensionnement du pack de supercondensateurs pour l'ensemble des chaînes de traction, le nombre de rangées en parallèle du pack batteries NMCa a été augmenté. Le pack de supercondensateurs devra donc être en capacité de fournir un pic de puissance d'une valeur minimale de 83 kW. Cette valeur représente la différence entre la puissance maximale trouvée dans l'analyse des cycles de conduite, qui est de 243 kW, à laquelle est soustraite la puissance moyenne maximale du système PEMFC de 23 kW et la puissance maximale du pack batteries NMCa qui est de 137 kW. Concernant la récupération d'énergie au freinage, le pic maximal trouvé est de -194 kW. Le pack batteries LFP, tel qu'il a été dimensionné dans cette partie, peut récupérer au freinage un pic maximal de -94 kW. Si l'on souhaite maximiser la récupération d'énergie au freinage, le pack de supercondensateurs devra être en capacité d'absorber -100 kW.

Tableau 4.4. Pré-dimensionnement des packs batteries pour une chaîne de traction électrique-hydrogène, triple hybridation

| Caractéristiques | NMCa | NMCb | LTO | LFP |
|---|------|------|------|-----|
| N_s | 147 | 147 | 246 | 158 |
| N_p | 4 | 1 | 1 | 1 |
| $m_{\text{pack batteries}}$ (kg) | 367 | 166 | 255 | 363 |
| $V_{\text{pack batteries 20\% SOC}}$ (V) | 523 | 520 | 521* | 520 |
| $V_{\text{pack batteries 100\% SOC}}$ (V) | 623 | 617 | 693 | 533 |
| P_{min} (kW) | -146 | -98 | -184 | -94 |
| P_{max} (kW) | 137 | 163 | 184 | 313 |
| E (kWh) | 11 | 33 | 18 | 31 |

* Note : La tension cellule est prise pour 30 % de SOC.

Pré-dimensionnement du pack de supercondensateurs

Le pré-dimensionnement du pack de supercondensateurs est réalisé à l'aide d'un algorithme génétique. En combinant les caractéristiques du supercondensateur testé, présentées dans les Tableaux 2.4 et 3.6, avec les exigences définies précédemment, le pré-dimensionnement optimal est obtenu. La fonction contrainte repose sur la formule utilisée pour déterminer l'énergie stockée dans un supercondensateur :

$$E_{SC} = \frac{1}{2}C_0 (V_{SC \max}^2 - V_{SC \min}^2) \quad (4.3)$$

Dans un pack de supercondensateurs, $V_{SC \max}$ et $V_{SC \min}$ sont définis en fonction du nombre de cellules en série. Dans notre cas, la plage de tension du pack de supercondensateurs est moins contraignante, car un convertisseur sera placé entre le pack et le bus DC. Le seul critère important est l'optimisation du nombre de cellules en série, qui doit être minimal. De plus, la capacité du pack de supercondensateurs est déterminée par le nombre de branches en parallèle. Au final, la fonction contrainte utilisée pour calculer le nombre de supercondensateurs nécessaires dans le pack est la suivante :

$$E_{SC \text{ pack}} = \frac{1}{2}C_0 N_p ((V_{SC \max} N_s)^2 - (V_{SC \min} N_s)^2) \quad (4.4)$$

où $E_{SC \text{ pack}}$ représente la quantité d'énergie maximale nécessaire pour faire face à un pic de puissance. Cette énergie est calculée en multipliant la puissance du pic le plus énergivore par la durée du pic de puissance le plus long. Le pic de puissance le plus énergivore est de 56,8 kW pour une durée de 11 secondes, correspondant à une consommation énergétique instantanée de 17,4 Wh.

La fonction objectif de l'algorithme génétique utilisé pour le pré-dimensionnement du pack de supercondensateurs est identique à celle employée pour le pack batteries (voir équation 4.2), à savoir minimiser le nombre de supercondensateurs. Le pré-dimensionnement optimal obtenu est le suivant : le pack de supercondensateurs doit être composé de 20 supercondensateurs en série. Les caractéristiques finales du pack de supercondensateurs sont :

- Tension minimale : 27 V ;
- Tension maximale : 56 V ;
- Pic de puissance maximale : 280 kW (le pack peut supporter un courant de 5000 A) ;
- Énergie stockée : 42 Wh ;
- Masse embarquée : 9,4 kg.

En conclusion, cette partie a permis d'examiner les configurations des chaînes de traction 100 % batteries, batteries-hydrogène, et triple hybridation, en les adaptant aux besoins spécifiques des véhicules portuaires. Sur cette étape de pré-dimensionnement, la configuration de triple hybridation se distingue par sa capacité à réduire significativement le nombre de branches en parallèle du pack batteries, passant de 14 branches en parallèle pour la configuration 100 % batteries NMCa à seulement 4 branches dans cette architecture.

4.2. Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction

Cette partie présente la modélisation des différentes configurations de chaînes de traction en termes de flux énergétiques, ainsi que la mise en place de leur structure de commande et la stratégie de gestion d'énergie qui y est implémentée. Les trois configurations étudiées incluent une chaîne de traction 100 % batteries, une hybridation entre un système pile à hydrogène et un pack batteries, ainsi qu'une configuration avec une triple hybridation intégrant des supercondensateurs.

4.2.1 Structure de modélisation des flux énergétiques

Cette section présente la modélisation des flux énergétiques dans différentes chaînes de traction. À travers la Représentation Énergétique Macroscopique, les configurations des chaînes de traction 100 % batteries, celles hybridées avec un système pile à hydrogène, et celles intégrant une triple hybridation incluant des supercondensateurs sont analysées. Ces modélisations permettent de visualiser et de contrôler les flux d'énergie au sein des chaînes de traction étudiées.

4.2.1.1 Représentation énergétique macroscopique

La Représentation Énergétique Macroscopique (REM) est un outil fondamental pour modéliser et comprendre le flux d'énergie dans les différentes configurations de chaînes de traction. Dans cette partie, les REM des trois chaînes de traction étudiées précédemment sont présentées : une chaîne de traction 100 % batteries, une hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène, et une triple hybridation incluant des supercondensateurs.

Chaîne de traction 100 % batteries

La REM d'une chaîne de traction 100 % batteries, avec une connexion directe entre le bus DC et le pack batteries, est particulièrement simple à mettre en œuvre. Cette REM se compose de deux sources principales, comme illustré à la Figure 4.4.

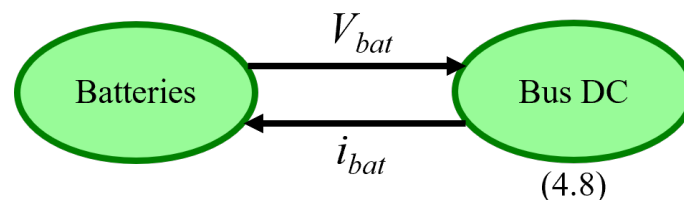


Figure 4.4 – Représentation énergétique macroscopique d'une chaîne de traction 100 % batteries avec une association directe au bus DC

La première source correspond au pack batteries, intégrant le modèle REM développé pour nos packs batteries (voir section 3.1.1.2 du Chapitre 3). Ce pack

4.2. Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction

batteries impose la tension au bus DC. La seconde source représente le bus DC lui-même, où les différents profils de puissance sont simulés. En divisant la somme de la puissance issue de ces profils P_{traction} et de la puissance consommée par les auxiliaires P_{aux} par la tension délivrée par le pack batteries V_{bat} , le courant demandé au pack batteries i_{bat} en sortie de cette source est obtenu :

$$i_{\text{bat}} = \frac{P_{\text{traction}} + P_{\text{aux}}}{V_{\text{bat}}} \quad (4.5)$$

Ainsi, la REM d'une chaîne de traction 100 % batteries se compose de deux sources : l'une impose la tension, tandis que l'autre impose le courant.

Chaîne de traction électrique-hydrogène, hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène

L'hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène dans la REM comprend trois blocs sources. Le premier bloc source représente la demande en courant de la chaîne de traction, le deuxième bloc source représente le pack batteries, et le troisième bloc source représente le système PEMFC. Comme précédemment, le pack batteries est connecté directement au bus DC, imposant ainsi la tension du bus DC, $V_{\text{bus DC}}$. Le bus DC est ici modélisé par un élément de couplage qui distribue la tension imposée par le pack batteries au système PEMFC $V_{\text{conv S}}$ et à la chaîne de traction. Le courant i_{bat} est déterminé à partir de cet élément de couplage en soustrayant le courant i_{traction} du courant fourni par le système PEMFC $i_{\text{Système FC}}$.

$$\begin{cases} V_{\text{bat}} = V_{\text{bus DC}} = V_{\text{conv S}} \\ i_{\text{bat}} = i_{\text{traction}} - i_{\text{Système FC}} \end{cases} \quad (4.6)$$

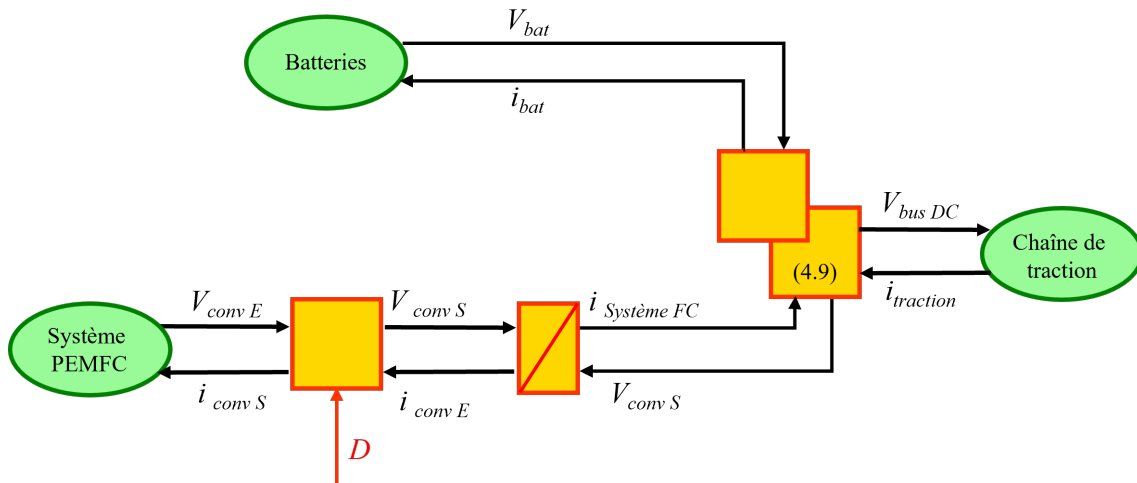


Figure 4.5 – Représentation énergétique macroscopique d'une chaîne de traction électrique-hydrogène comportant une hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène

4.2. Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction

Pour faciliter l'implémentation de la structure de commande sur la REM de cette chaîne de traction, le convertisseur haute tension du système PEMFC est placé à l'extérieur du bloc source appelé "Système PEMFC". Ce bloc source contient donc la REM du système PEMFC présentée dans le chapitre précédent (voir Figure 3.33), à l'exception de l'élément de conversion représentant le convertisseur haute tension et de sa structure de commande qui y était associée. Un élément de conversion est ajouté entre le bloc de conversion et l'élément de couplage du bus DC afin de préserver le principe de causalité sur l'élément de couplage. Cela signifie qu'une seule tension doit être imposée sur cet élément de couplage, tension qui provient du pack batteries.

Généralement, la configuration inverse est privilégiée dans la littérature [BAE11 ; SOL11 ; DÉP18 ; BAI21], où le bloc d'accumulation est placé entre le bloc de conversion (convertisseur) et le bloc source (système PEMFC). Cette divergence entre notre approche et celle habituellement proposée dans les études résulte de la conception spécifique de notre système PEMFC. En effet, dans la plupart des chaînes de traction examinées, comme dans la référence [SOL10], l'alimentation du compresseur d'air du système PEMFC est assurée par le circuit auxiliaire de la chaîne de traction. Dans notre cas, cette alimentation est intégrée au système PEMFC, impliquant un couplage au niveau du convertisseur haute tension du système PEMFC plutôt qu'au niveau du bus DC.

Chaîne de traction électrique-hydrogène, triple hybridation

Cette chaîne de traction ajoute une troisième branche à la REM de la chaîne de traction établie pour l'hybridation entre un pack batteries et un système PEMFC (voir Figure 4.6). Cette nouvelle branche intègre le bloc source "Supercondensateurs", dans lequel le modèle développé au chapitre 3 pour un pack de supercondensateurs (voir Figures 3.19 et 3.20) a été inclus.

De manière similaire à l'association du système PEMFC à la chaîne de traction, qui nécessitait un élément de conversion symbolisant le convertisseur haute tension et un élément d'accumulation, ces deux éléments sont également requis pour connecter le pack de supercondensateurs au bus DC. Comme précédemment, la tension de sortie du pack batteries impose sa tension au bus DC, et par conséquent au pack de supercondensateurs. À l'intérieur de l'élément de couplage, le nouveau courant imposé au pack batteries est calculé en soustrayant le courant de la chaîne de traction des courants fournis par le système PEMFC et par le pack de supercondensateurs.

$$\begin{cases} V_{\text{bat}} = V_{\text{bus DC}} = V_{\text{conv E}} = V_{\text{SCs conv E}} \\ i_{\text{bat}} = i_{\text{traction}} - (i_{\text{conv S}} + i_{\text{SCs conv S}}) \end{cases} \quad (4.7)$$

Les tensions de sortie du pack de supercondensateurs, après le prédimensionnement, sont inférieures à la tension du bus DC. Le convertisseur nécessaire est donc un convertisseur Boost, dont la relation est donnée ci-dessous :

$$V_{\text{SCs conv S}} = \frac{V_{\text{SCs conv E}}}{1 - D} \quad (4.8)$$

4.2. Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction

où d représente le rapport cyclique de ce convertisseur, et $V_{SCs\ conv\ S}$ et $V_{SCs\ conv\ E}$ sont respectivement les tensions de sortie et d'entrée de ce convertisseur. Cette relation est également valable pour les courants de sortie $i_{SCs\ conv\ S}$ et d'entrée i_{SCs} de ce convertisseur.

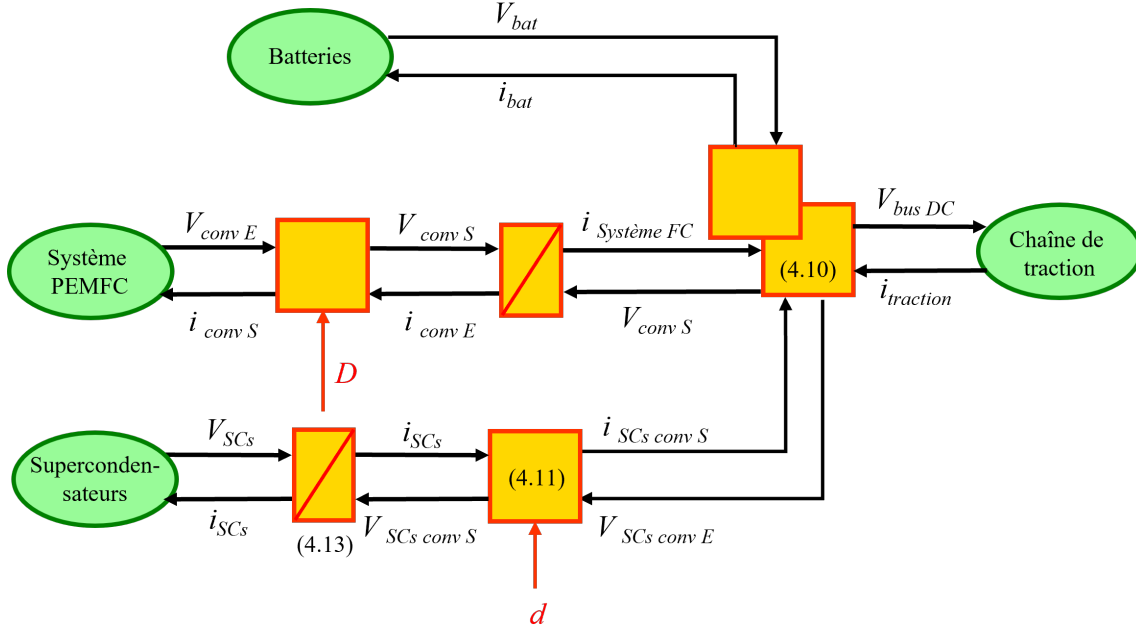


Figure 4.6 – Représentation énergétique macroscopique d'une chaîne de traction électrique-hydrogène comportant une triple-hybridation

L'élément d'accumulation, qui représente l'inductance de lissage, suit la relation suivante :

$$i_{SCs}(t) = \frac{V_{SCs}(t) - V_{SCs\ conv\ S}(t)}{R_{SCs}} \left(1 - e^{-\frac{R_{SCs}}{L_{SCs}}t} \right) \quad (4.9)$$

En appliquant la transformée de Laplace, on obtient l'équation suivante :

$$i_{SCs}(p) = \frac{1}{L_{SCs}p + R_{SCs}} (V_{SCs}(p) - V_{SCs\ conv\ S}(p)) \quad (4.10)$$

Les valeurs de l'inductance L_{SCs} et de la résistance parasite R_{SCs} sont issues du modèle proposé dans le cadre du challenge IEEE VTS Motor Vehicle Challenge 2022 [UNI22] :

- $L_{SCs} = 0,2\text{ mH}$;
- $R_{SCs} = 0,01\ \Omega$.

4.2.1.2 Structures pratiques de commande

Cette partie présente les différentes structures de commande mises en place pour gérer les flux d'énergie dans les chaînes de traction hybrides. Ces structures visent à contrôler les rapports de modulation des convertisseurs de puissance afin

4.2. Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction

d'optimiser la performance et la gestion des sources d'énergie. Dans la chaîne de traction 100 % batteries, aucune structure de commande n'est requise, car le pack batteries est directement connecté au bus DC.

Chaîne de traction électrique-hydrogène, hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène

La structure de commande pour la chaîne de traction électrique-hydrogène, intégrant une hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène, est illustrée dans la Figure 4.7. Cette structure de commande, relativement simple, a comme objectif principal de contrôler le rapport de modulation D du convertisseur haute tension.

Le contrôle de ce rapport est réalisé par l'inversion du bloc de conversion dédié au convertisseur haute tension. En imposant le courant de référence $i_{\text{conv S ref}}$ et en mesurant le courant actuel en entrée du convertisseur haute tension $i_{\text{conv E mes}}$, le rapport de modulation D peut être calculé à partir de l'équation 3.41 citée dans le Chapitre 3 :

$$D = 1 - \frac{i_{\text{conv E mes}}}{i_{\text{conv S ref}}} \quad (4.11)$$

Le courant $i_{\text{conv S ref}}$ est déterminé à partir du bloc de stratégie.

Chaîne de traction électrique-hydrogène, triple hybridation

La structure de commande pour la chaîne de traction intégrant une triple hybridation entre le pack batteries, le système PEMFC, et le pack de supercondensateurs est illustrée dans la Figure 4.7. Cette structure de commande suit la même logique que celle mise en place pour la chaîne de traction hybride comprenant un système PEMFC et un pack batteries. La structure de commande utilisée pour déterminer le rapport de modulation D du convertisseur haute tension du système PEMFC est reprise à l'identique. La seule différence entre ces deux convertisseurs réside dans le fait que le convertisseur associé aux supercondensateurs est réversible, tandis que celui utilisé pour le système PEMFC est unidirectionnel.

La structure de commande dédiée au pack de supercondensateurs a pour objectif de contrôler le rapport de modulation d du convertisseur Boost. Pour ce faire, il est nécessaire de connaître la tension de référence de sortie de ce convertisseur $V_{\text{SCs conv S ref}}$ et de mesurer la tension à l'entrée de ce convertisseur $V_{\text{SCs conv E mes}}$. Le rapport de modulation d est alors calculé à partir de l'équation 4.8 :

$$d = 1 - \frac{V_{\text{SCs conv E mes}}}{V_{\text{SCs conv S ref}}} \quad (4.12)$$

4.2. Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction

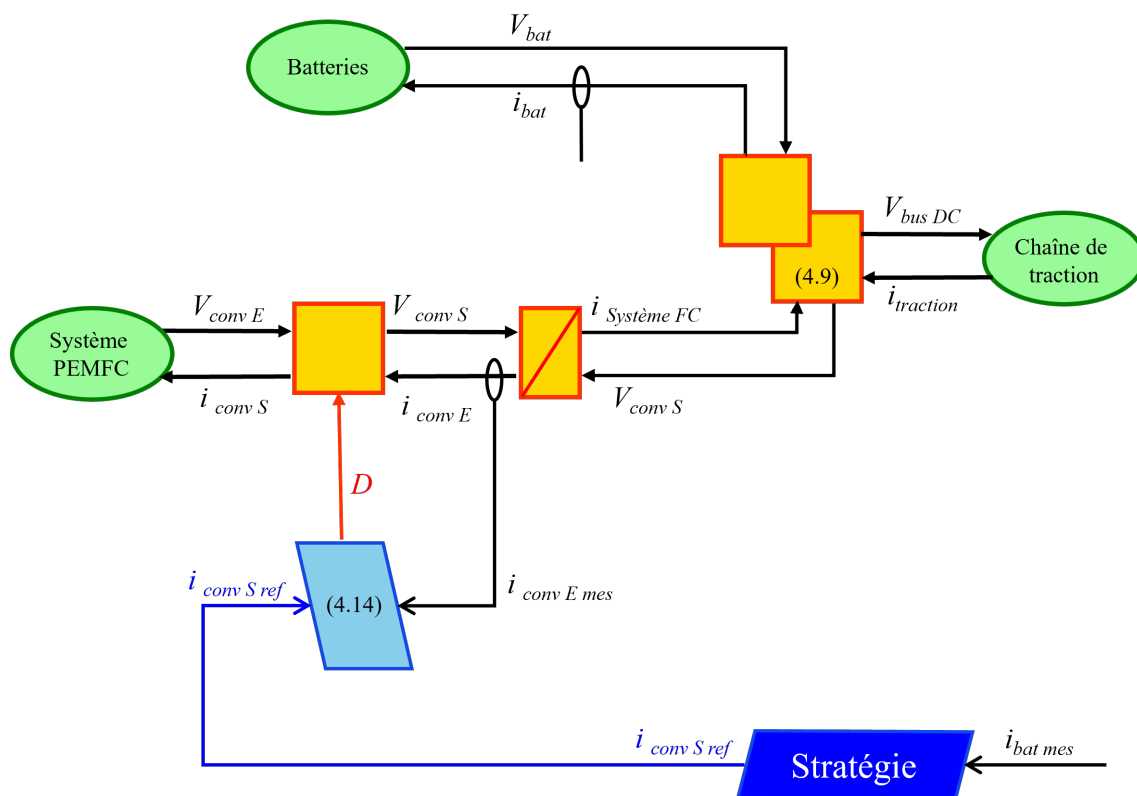


Figure 4.7 – Structure de commande mise en place pour la chaîne de traction électrique-hydrogène, hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène

4.2. Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction

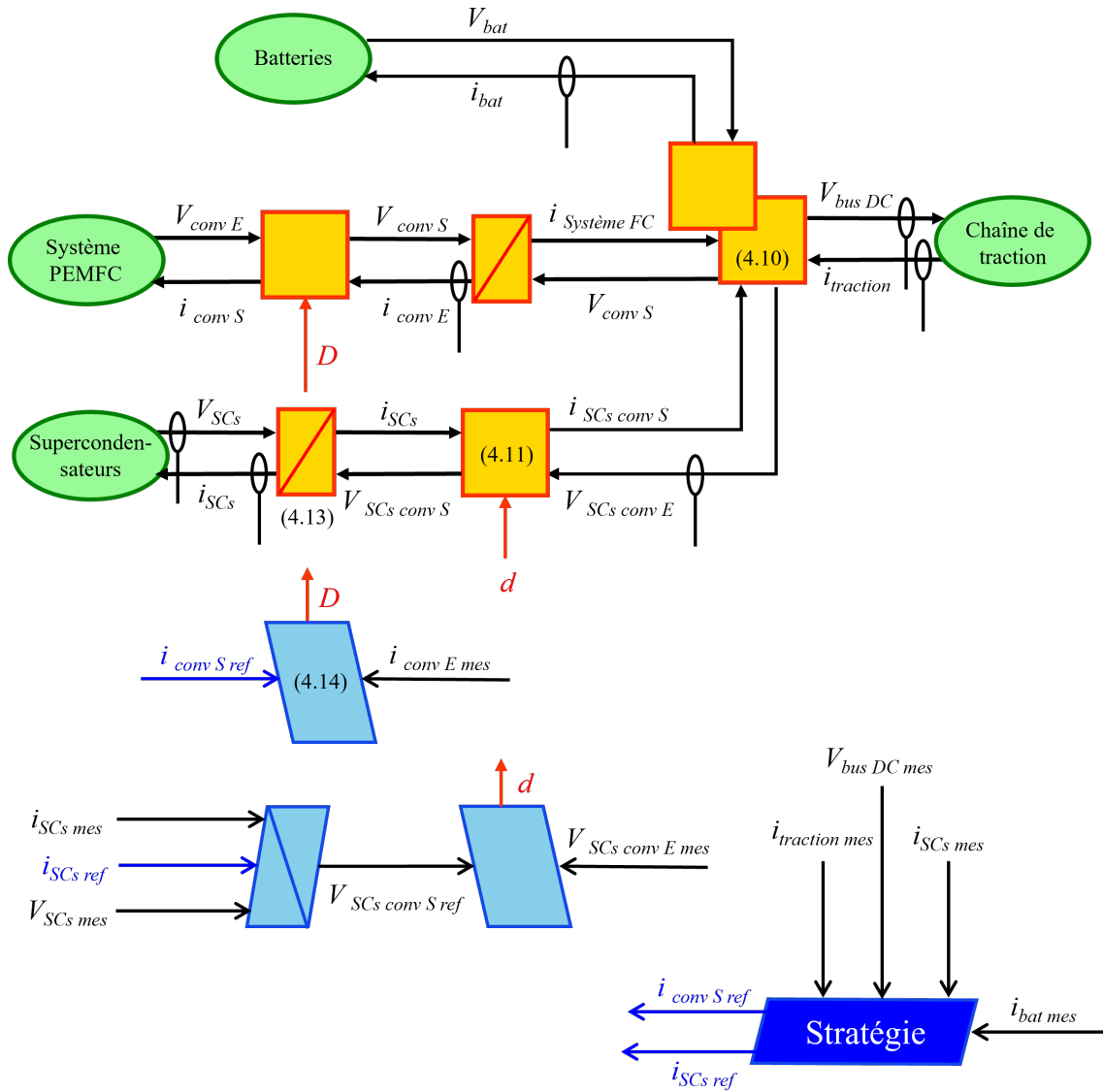


Figure 4.8 – Structure de commande mise en place pour la chaîne de traction électrique-hydrogène, triple-hybridation entre un pack batteries, un système pile à hydrogène et un pack de supercondensateurs

4.2. Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction

L'inversion du bloc d'accumulation contient un contrôleur PI qui, à partir du courant de référence $i_{SCs\ ref}$, détermine la valeur de $V_{SCs\ conv\ S\ ref}$. Les constantes K_i et K_p du contrôleur sont définies en fonction des valeurs de l'inductance de lissage L_{SCs} et de la résistance R_{SCs} . Les équations 4.13 sont issues de la référence [UNI22] :

$$K_i = \frac{3}{\tau_{SCs} K_{SCs}} \quad \text{et} \quad K_p = K_i \frac{L_{SCs}}{R_{SCs}} \quad (4.13)$$

Avec :

- $\tau_{SCs} = 5\text{ms}$, temps de réponse de la boucle de contrôle de courant ;
- $K_{SCs} = \frac{1}{R_{SCs}}$.

Le courant de référence $i_{SCs\ ref}$ est déterminé à partir du bloc de stratégie. Le contenu de ce bloc est détaillé dans la partie ci-dessous.

4.2.2 Stratégies de gestion d'énergie mises en place

Cette partie présente les stratégies de gestion d'énergie implémentées pour optimiser le fonctionnement des chaînes de traction hybride, incluant un pack batteries, un système PEMFC, et, dans le cas de la triple hybridation, un pack de supercondensateurs. Il convient de noter que pour la chaîne de traction 100 % batteries, aucune stratégie de gestion d'énergie spécifique n'est requise, car le pack batteries est directement relié au bus DC. Les points critiques à surveiller pour cette configuration concernent l'état de charge final du pack batteries, qui ne doit pas être inférieur à 20 % afin de préserver sa durée de vie, ainsi que le temps de recharge du pack jusqu'à un SOC de 100 %.

Les stratégies de gestion d'énergie présentées ici, concernant donc les chaînes de traction hybride, incluant un pack batteries, un système PEMFC, et, dans le cas de la triple hybridation, un pack de supercondensateurs, visent à maintenir des performances optimales tout en assurant la durabilité des composants énergétiques et en minimisant la consommation d'hydrogène.

4.2.2.1 Chaîne de traction électrique-hydrogène, hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène

Deux stratégies sont mises en place pour la gestion de l'énergie dans la chaîne de traction électrique-hydrogène, combinant un pack batteries et un système pile à hydrogène. Les objectifs de ces stratégies sont multiples :

- Maintenir l'état de charge (SOC) du pack batteries entre 20 % et 80 % ;
- Permettre l'enchaînement d'un autre cycle d'utilisation avec uniquement un ravitaillement en hydrogène ;
- Assurer un fonctionnement aussi constant que possible du système PEMFC.

Les résultats de ces stratégies seront présentés dans la section 4.3.1.

4.2. Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction

Stratégie n°1

La première stratégie, simple et directe, consiste à imposer un courant de référence constant correspondant à la puissance moyenne déterminée à partir du cycle d'utilisation 4, soit 23 kW. Cette valeur pourra être ajustée en fonction des résultats obtenus. Cette approche, présentée dans la thèse [RAV12], donne d'excellents résultats pour des cycles de conduite connus et réguliers. En effet, maintenir le fonctionnement du système PEMFC à une puissance constante dans sa zone optimale améliore la durée de vie du stack et réduit les dégradations causées par les fluctuations rapides de demande de courant. En fournissant exactement la puissance moyenne, cette stratégie permet de retrouver, à la fin du cycle, le même état de charge du pack batteries qu'au départ.

Stratégie n°2

La deuxième stratégie repose sur l'utilisation d'un contrôleur logique flou pour réguler le courant demandé au stack PEMFC. Ce contrôleur, inspiré des travaux issue de la thèse [RAV12], s'appuie uniquement sur l'état de charge (SOC) du pack batteries pour ajuster le courant fourni par le système PEMFC (voir Figure 4.9). L'utilisation de la logique floue est préférée ici pour assurer des transitions plus douces qu'un interrupteur classique, tout en offrant plus de flexibilité qu'une gestion de type thermostat basée sur deux états seulement.

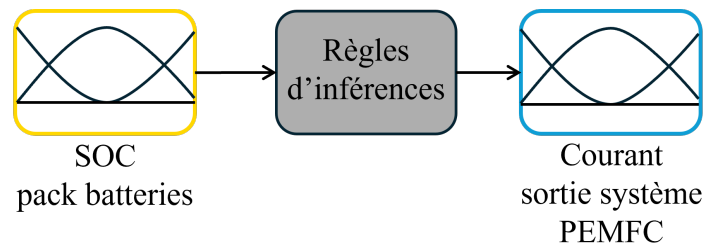


Figure 4.9 – Fonctionnement de principe du contrôleur logique flou mis en place pour la chaîne de traction électrique-hydrogène, hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène

Les paramètres du contrôleur logique flou sont représentés par des fonctions d'appartenance gaussiennes, favorisées pour leur capacité à offrir des transitions plus progressives que les fonctions trapézoïdales. Trois fonctions d'appartenance sont définies à la fois pour le SOC du pack batteries SOC_{bat} et pour le courant de référence demandé au système PEMFC $i_{conv\ S\ ref}$. Les intersections entre ces courbes gaussiennes indiquent les points de transition d'un état à l'autre (voir Figure 4.10). Pour le système PEMFC :

- Zone faible : faible courant demandé au PEMFC ;
- Zone moyenne : cette zone correspond à la puissance moyenne optimale, centrée sur la puissance maximale moyenne des cycles de conduite analysés ;
- Zone haute : cette zone est à éviter car elle correspond à un fonctionnement dégradant pour le système PEMFC, entraînant une usure prématurée.

4.2. Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction

Pour le pack batteries :

- Zone faible : cette zone, centrée sur 0 % de SOC, avec un sigma de 30 %, vise à maintenir un SOC autour de 80 % ;
- Zone moyenne : centrée sur 65 %, cette zone représente l'état de charge moyen du pack batteries ;
- Zone haute : cette zone est centrée sur 100 % et débute à 82 %.

Les règles d'inférence suivantes sont appliquées pour relier ces fonctions d'appartenance :

1. Si (SOC_{bat} est bas) alors ($i_{conv S ref}$ est élevé) ;
2. Si (SOC_{bat} est moyen) alors ($i_{conv S ref}$ est moyen) ;
3. Si (SOC_{bat} est élevé) alors ($i_{conv S ref}$ est faible).

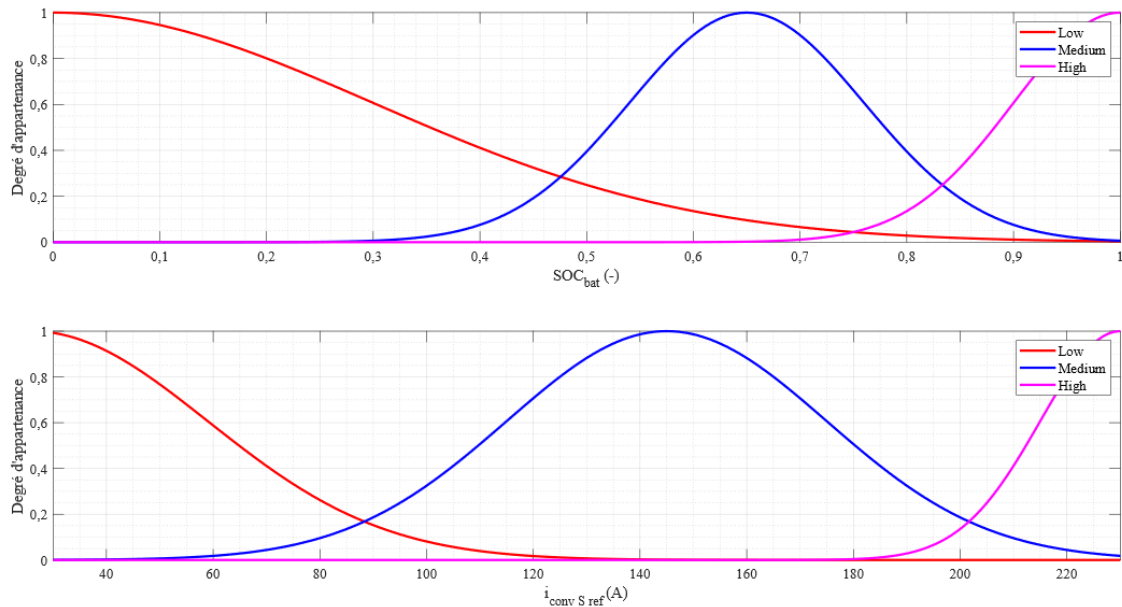


Figure 4.10 – Fonctions et degré d'appartenance pour la stratégie n°2 mise en place pour la chaîne de traction électrique-hydrogène, hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène

4.2.2.2 Chaîne de traction électrique-hydrogène, triple hybridation

Cette partie présente la gestion d'énergie mise en place pour une chaîne de traction électrique-hydrogène, incluant une triple hybridation entre un pack batteries, un système PEMFC, et un pack de supercondensateurs.

Objectifs

Pour la chaîne de traction avec triple hybridation, une seule stratégie de gestion d'énergie est proposée. Cette stratégie reprend les mêmes objectifs que ceux définis pour la chaîne de traction avec hybridation entre le système PEMFC et les batteries. À cela s'ajoute l'objectif de maintenir un bon état de charge dans le pack de

4.2. Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction

supercondensateurs : cette source d'énergie doit toujours être capable de fournir ou d'absorber de l'énergie en toute situation [MEL09]. Le SOC des supercondensateurs doit ainsi toujours rester compris entre 50 % et 100 % de SOC.

Les principaux objectifs de gestion d'énergie pour cette configuration de triple hybridation sont :

- Maintenir le SOC du pack batteries autour de 80 %, en garantissant que l'état de charge final soit égal à l'état de charge initial ;
- Garder le SOC du pack de supercondensateurs entre 50 % et 100 % pour assurer une disponibilité suffisante d'énergie lors des pics de puissance ;
- Optimiser la consommation d'hydrogène afin de respecter les contraintes de capacité de stockage des réservoirs du véhicule.

Construction du contrôleur flou

La gestion d'énergie repose sur un contrôleur logique flou conçu pour ajuster le courant de référence du pack de supercondensateurs en fonction de deux variables d'entrée : le SOC du pack de supercondensateurs⁵ et l'accélération du véhicule (voir Figure 4.11). Le courant de référence généré par ce contrôleur permet d'ajuster la contribution du pack de supercondensateurs aux besoins en puissance, en fonction des conditions dynamiques du véhicule. Il est à noter que ce contrôleur flou est dissocié du contrôleur conçu pour déterminer le courant du système PEMFC. En effet, étant donné que le courant de la batterie est dépendant de l'élément de couplage du bus DC, l'évolution du courant du supercondensateur et celle du courant de la batterie seront toujours corrélées.

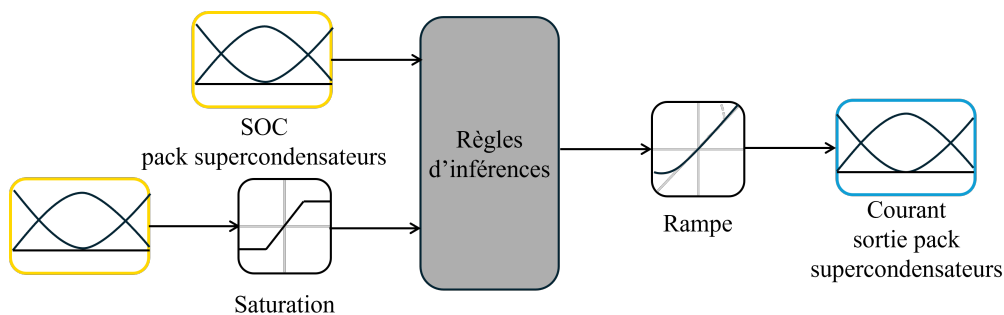


Figure 4.11 – Fonctionnement de principe du contrôleur logique flou mis en place pour la chaîne de traction triple hybridation

Ce type de gestion basée sur la dynamique du véhicule a été proposé dans [SOL12]. Cependant, dans cette référence, la gestion d'énergie se base sur la vitesse du véhicule avec les postulats suivants :

Lorsque le véhicule est à l'arrêt (et que l'énergie cinétique accumulée dans le véhicule est nulle), il n'y a pas de possibilité de récupérer l'énergie

5. L'état de charge du pack de supercondensateurs est déterminé en divisant la tension actuelle du pack par sa tension maximale

4.2. Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction

de freinage dans un avenir proche. De plus, un faible état de charge signifie moins d'énergie disponible pour accélérer. Un SOC optimal est donc "chargé" (maximal).

Si le véhicule est à vitesse maximale (et que l'énergie cinétique accumulée dans le véhicule est maximale), aucune accélération supplémentaire ne sera nécessaire et le freinage sera l'état suivant. Un SOC élevé limitera la récupération de l'énergie de freinage. Un SOC optimal est donc "déchargé" (minimal).

Dans notre cas, il est plus approprié de se baser sur l'accélération du véhicule. La Figure 4.12 illustre, pour le cycle n°3, les profils de puissance, de vitesse et d'accélération, mettant en évidence la corrélation entre l'accélération et la puissance du véhicule. Rappelons que le pack de supercondensateurs doit gérer la dynamique du système. Le fonctionnement idéal du pack de supercondensateurs pourrait se résumer ainsi :

- Si l'accélération est très élevée, le SOC du pack de supercondensateurs doit idéalement être haut. Le courant à imposer aux supercondensateurs doit être fortement négatif pour fournir le pic de puissance.
- Si la décélération est très forte, le SOC du pack de supercondensateurs doit être idéalement bas. Le courant à fournir aux supercondensateurs doit être fortement positif pour maximiser la récupération d'énergie.

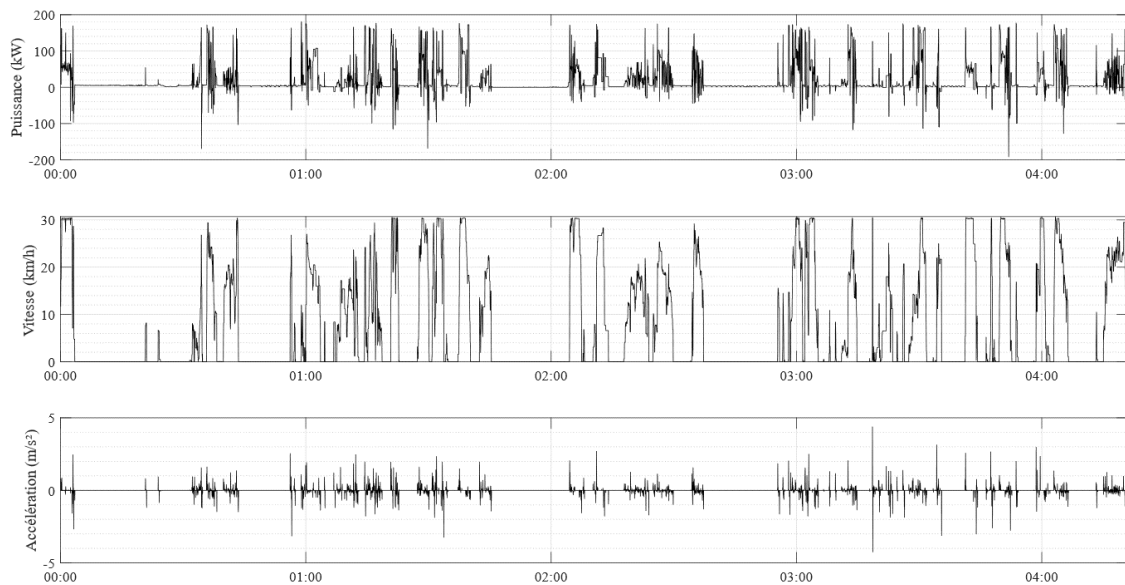


Figure 4.12 – Évolution de la puissance, de la vitesse et de l'accélération du véhicule portuaire pour le cycle n°3

En suivant ce raisonnement, les fonctions d'appartenance et les règles d'inférence ont été élaborées.

En complément de ce contrôleur, une rampe et une saturation ont été ajoutées pour améliorer la gestion de la dynamique du système (voir Figure 4.11).

4.2. Modélisation énergétique des différentes chaînes de traction

- La plage d'accélération et de décélération est limitée à $\pm 2 \text{ m.s}^{-2}$. Il est supposé que la récupération d'énergie au freinage ne peut pas être effectuée avec un rendement de 100 % en raison des pertes dans la conversion entre énergie mécanique et électrique et des limites à la quantité d'énergie que le système de freinage régénératif peut absorber. L'accélération est donc bornée en entrée du contrôleur entre $[-1,5 \text{ m.s}^{-2}; 2 \text{ m.s}^{-2}]$.
- Une rampe est appliquée au courant de sortie de référence afin de limiter les variations brusques. En raison de la résistance interne du pack de supercondensateurs, l'augmentation du courant ne peut pas être instantanée. Cette dynamique, exprimée en A.s^{-1} , est calculée en divisant la tension maximale du pack par sa résistance interne.

Fonctions d'appartenance et règles d'inférence

Le contrôleur flou est paramétré avec des fonctions d'appartenance gaussiennes, définies comme suit :

- Pour le SOC du pack de supercondensateurs, trois niveaux sont définis (Bas, Moyen, Haut) ;
- Pour l'accélération, cinq niveaux sont utilisés (Grand Négatif, Négatif, Zéro, Positif, Grand Positif) ;
- Pour le courant de sortie du pack de supercondensateurs : cinq niveaux (Grand Négatif, Négatif, Zéro, Positif, Grand Positif).

Ces fonctions d'appartenances sont représentées dans la Figure 4.13. Les fonctions d'appartenance pour le SOC du pack de supercondensateurs sont définies pour un état de charge variant de 30 % à 100 %. Bien que le SOC du pack de supercondensateurs soit borné entre 50 % et 100 %, en raison d'une tension minimale fixée à 50 % de la tension nominale, la valeur minimale de ces fonctions d'appartenance est étendue à 30 % au cas où le SOC descendrait en dessous de la valeur minimale théorique. Les fonctions d'appartenance pour le courant de référence imposé au pack de supercondensateurs sont définies entre $\pm 1250 \text{ A}$. En effet, bien que le pack de supercondensateurs puisse supporter des courants allant jusqu'à $\pm 5000 \text{ A}$, un courant de $\pm 1250 \text{ A}$ permet déjà de fournir ou d'absorber $\pm 80 \text{ kW}$, ce qui est largement suffisant par rapport au pré-dimensionnement effectué. Ces règles d'appartenance sont liées par le Tableau de règles 4.5.

Tableau 4.5. Tableau des règles d'inférences qui définissent le courant de sortie du pack de supercondensateurs en fonction de son état de charge et de l'accélération du véhicule

| SOC _{supercondensateurs} | Accélération | | | | |
|-----------------------------------|--------------|----------|----------|----------|-----------|
| | GN | N | Z | P | GP |
| Bas | GP | GP | Z | Z | Z |
| Moyen | P | P | Z | N | N |
| Haut | Z | Z | Z | GN | GN |

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

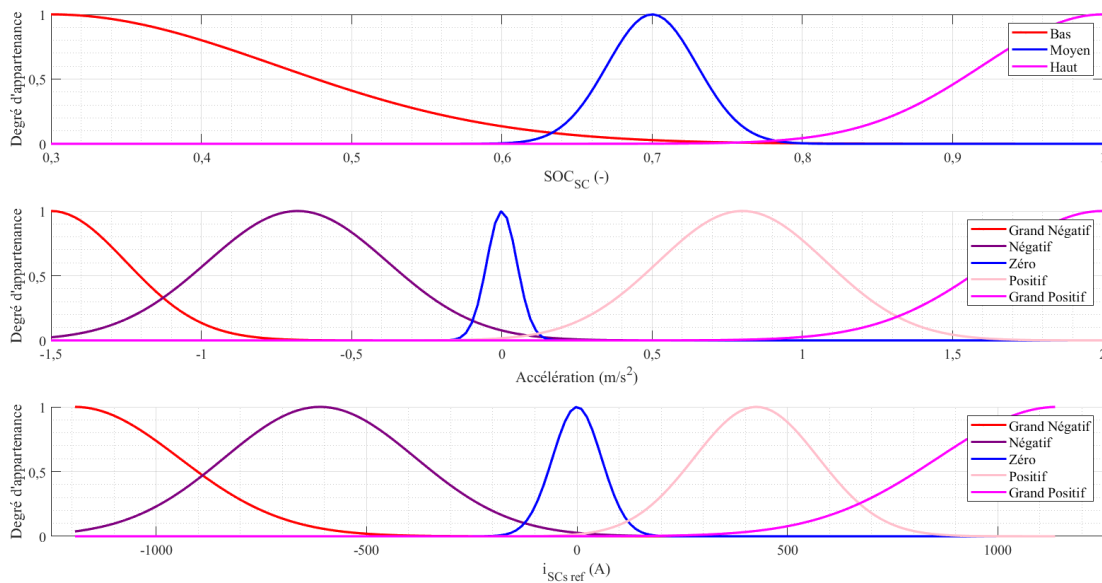


Figure 4.13 – Fonctions d'appartenance en entrée et en sortie du contrôleur flou créé pour la chaîne de traction triple hybridation

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Dans cette partie, nous analysons les résultats obtenus lors des simulations pour plusieurs configurations de chaînes de traction. Chaque architecture, qu'elle soit 100 % batteries, batteries-hydrogène ou en triple hybridation, est évaluée en fonction de critères techniques, économiques et environnementaux. L'objectif de cette analyse est de déterminer la configuration la plus adaptée en fonction des besoins en termes de performances énergétiques, d'impact sociétal et de durabilité. Les résultats multicritères permettent ainsi de comparer objectivement les différentes solutions proposées.

4.3.1 Résultats de simulation

Cette partie présente les résultats des simulations réalisées pour différentes architectures de chaînes de traction, à savoir les configurations 100 % batteries, batteries-hydrogène et triple hybridation (batteries-hydrogène-supercondensateurs). Les simulations ont pour objectif d'évaluer la performance énergétique de chaque architecture, avec un accent particulier sur la consommation d'hydrogène, le temps de charge et le nombre de cellules constituant les packs batteries.

4.3.1.1 Chaîne de traction 100 % batteries

La simulation de la chaîne de traction 100 % batteries a pour objectif de valider le prédimensionnement présenté dans la section 4.1.2.1. L'évaluation de l'efficacité de la chaîne de traction avec différentes chimies de batteries repose sur plusieurs critères : l'état de charge (SOC) final du pack batteries (pour un SOC initial de 100 %), le temps nécessaire pour recharger le pack à 100 %, le nombre de cellules

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

constituant le pack, ainsi que la plage de variation de la tension du pack batteries. Les limites imposées à ces critères incluent un SOC final supérieur à 20 % pour préserver la durée de vie des batteries, et une plage de tension comprise entre 520 V et 700 V. Bien qu'aucune contrainte stricte ne soit imposée sur le temps de recharge, une valeur plus faible est évidemment préférable, notamment pour les utilisateurs de ce véhicule portuaire. Quant au nombre de cellules, bien que non limité, il est souhaitable de minimiser ce chiffre afin de réduire l'impact environnemental et sociétal en limitant la quantité de matériaux utilisés.

Dimensionnement et évaluation de l'état de charge final

Les packs batteries ont initialement été dimensionnés pour une profondeur de décharge de 100 %. Cependant, pour répondre aux objectifs de durabilité, la profondeur de décharge est limitée à 80 %, entraînant un surdimensionnement d'environ 20 % par rapport à la configuration initiale. Pour la batterie LTO, cette profondeur est réduite à 70 %, nécessitant un surdimensionnement d'environ 30 %.

Le pack NMCa, initialement dimensionné avec 152 cellules en série et 14 branches en parallèle, a donné un SOC final de 6,9 % après simulation du premier cycle. Ce SOC, trop faible, a été amélioré en augmentant le nombre de branches à 16, permettant d'atteindre un SOC final de 19,8 %. Une nouvelle augmentation à 165 cellules en série a permis d'atteindre un SOC final de 26,5 %, offrant ainsi une marge de sécurité de 6 %.

Le pack NMCb, initialement configuré avec 148 cellules en série et 5 branches en parallèle, a donné un SOC final de 4,8 %. En augmentant le nombre de branches à 6, le SOC final a atteint 22,2 %. Pour davantage de sécurité, le nombre de cellules en série a été porté à 156, atteignant ainsi un SOC final de 26,5 %.

Le pack LFP, avec une configuration initiale de 187 cellules en série et 5 branches en parallèle, a atteint un SOC final de 15,43 %. En ajoutant une branche supplémentaire, portant le nombre total à 6, le SOC final a été amélioré à 29,7 %.

Enfin, pour la batterie LTO, le SOC final doit rester supérieur à 30 %. La configuration initiale avec 246 cellules en série et 9 branches en parallèle a donné un SOC final de 7,0 %. En augmentant à 12 branches en parallèle et à 248 cellules en série, le SOC final a atteint 33,3 %.

Le Tableau 4.6 présente les SOC finaux obtenus pour chaque cycle et configuration de batterie. Il convient de distinguer l'état de charge final réel de l'état de charge final utile : ce dernier est déterminé en soustrayant de l'état de charge réel la marge de sécurité nécessaire, correspondant à l'état de charge minimal à conserver dans le pack batteries afin de maintenir un bon état de santé et de préserver sa durabilité. Les Figures 4.14 et 4.15 montrent respectivement les réponses en puissance et en tension, ainsi que l'évolution de l'état de charge du pack LTO durant le cycle n°4.

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Tableau 4.6. État de charge final et temps de charge des packs batteries pour la chaîne de traction 100 % batteries

| Chimie | | Cycle n°1 | Cycle n°2 | Cycle n°3 | Cycle n°4 |
|------------------------------------|---------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| NMCA Ns : 165 Np : 16 | SOC final | 26,5 % | 42,9 % | 72,6 % | 52,4 % |
| | SOC final utile | 6,5 % | 22,9 % | 52,6 % | 32,4 % |
| | t _{charge} | 00h43 | 00h33 | 00h16 | 00h28 |
| NMCb Ns : 156 Np : 6 | SOC final | 26,5 % | 45,8 % | 74,2 % | 55,1 % |
| | SOC final utile | 6,5 % | 25,8 % | 54,2 % | 35,1 % |
| | t _{charge} | 00h43 | 00h32 | 00h15 | 00h26 |
| LTO Ns : 248 Np : 12 | SOC final | 33,3 % | 51,0 % | 76,7 % | 59,4 % |
| | SOC final utile | 3,33 % | 21,0 % | 46,7 % | 29,4 % |
| | t _{charge} | 00h09 | 00h07 | 00h03 | 00h05 |
| LFP Ns : 187 Np : 6 | SOC final | 29,7 % | 46,7 % | 73,9 % | 55,4 % |
| | SOC final utile | 9,7 % | 26,7 % | 53,9 % | 35,4 % |
| | t _{charge} | 01h22 | 01h02 | 00h30 | 00h52 |

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

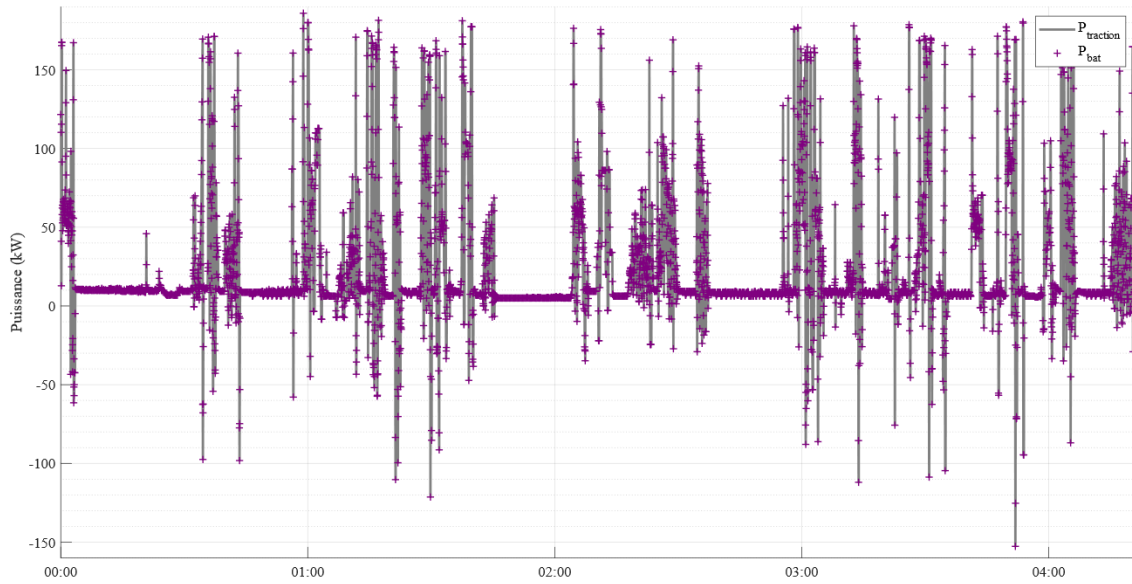


Figure 4.14 – Évolution de la demande en puissance et réponse en puissance du pack LTO pour le cycle n°4

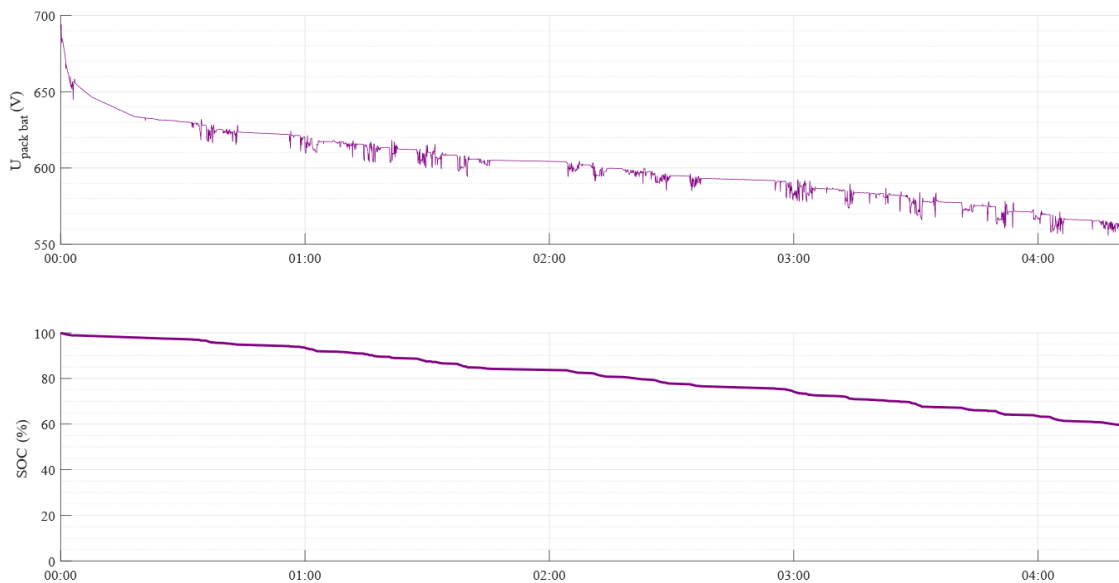


Figure 4.15 – Réponse en tension et évolution du SOC pour le pack LTO sur le cycle n°4

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Temps de charge

Le temps de recharge des packs batteries est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$t_{\text{charge}} = \frac{1}{C_{\text{rate}}} 3600(1 - SOC_{\text{bat}}) \quad (4.14)$$

où C_{rate} est le taux de charge idéal du pack batteries, dépendant de la chimie et des spécifications fournies par le constructeur. t_{charge} est exprimé en secondes et converti en heures : minutes.

Pour les cellules NMC, le taux de charge est de 1 C, permettant d'atteindre 8000 cycles pour une profondeur de décharge de 80 %, ou 4500 cycles pour une profondeur de décharge de 100 %. Les cellules LTO ont un taux de charge de 4 C, permettant jusqu'à 20000 cycles à 80 % de profondeur de décharge, ou 15000 cycles à 100 %. Pour les cellules LFP, le taux de charge est de 0,5 C, permettant d'obtenir 5000 cycles à 80 % de profondeur de décharge et 7000 cycles à 70 %.

Les temps de charge calculés pour tous les cycles et chaque chimie sont présentés dans le Tableau 4.6. Il est important de noter que ces temps sont théoriques, sans prendre en compte les pertes ; le temps réel de charge sera donc légèrement supérieur.

Commentaires sur les résultats de simulation

L'analyse des résultats de simulation dans le Tableau 4.6 montre des variations significatives en termes de *SOC final utile* selon la chimie des batteries, le nombre total de cellules, et les caractéristiques de recharge.

Le cycle 1, étant le plus énergétique, présente des *SOC final utile* relativement faibles pour toutes les configurations. Le pack batteries NMCa, avec un total de 2640 cellules (165 en série, 16 en parallèle) et une capacité énergétique de 21 Ah par cellule, termine avec un *SOC final utile* de 6,5 %. Malgré une capacité énergétique par cellule relativement faible, son taux de recharge à 1C, combiné au nombre élevé de branches en parallèle, entraîne un temps de charge de 43 minutes. Le pack batteries NMCb, avec 936 cellules (156 en série, 6 en parallèle) et une capacité par cellule plus élevée de 60 Ah, obtient un *SOC final utile* légèrement supérieur à 6,5 %. Ce pack batteries présente un temps de recharge similaire à celui de son prédécesseur en raison du même taux de charge appliqué (1C). Le pack batteries LTO (avec un total de 2976 cellules, soit 248 en série et 12 en parallèle, et une capacité de 34 Ah par cellule) affiche le plus court temps de charge malgré son faible *SOC final utile* et son grand nombre de cellules. Cette recharge rapide s'explique par le taux de charge des cellules LTO quatre fois supérieur à celui de les autres cellules.

Pour le cycle 2, qui présente le plus fort pic de puissance, le pack batteries LFP (avec 1122 cellules, 187 en série et 6 en parallèle) présente le plus fort *SOC final utile*. Le temps de charge le plus court est obtenu avec le pack batteries LTO, avec seulement 7 minutes nécessaires pour augmenter son SOC de 50 % (cycle 2) et 3 minutes pour augmenter son SOC de 25 % (cycle 3).

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Pour le cycle 3, qui est le plus intense en termes d'activité, le pack batteries NMCb se démarque avec un *SOC final utile* de 54,2%. Le pack batteries LFP obtient un *SOC final utile* assez proche du pack batteries NMCb. Néanmoins, le pack batteries NMCb est plus compétitif que le pack batteries LFP avec un temps de charge deux fois inférieur, pour une même capacité énergétique embarquée par cellule (60 Ah).

Enfin, pour le cycle 4, où la puissance moyenne est la plus élevée, toutes les configurations atteignent des *SOC final utile* raisonnables, proches de 30 à 35%. Le LTO affiche ici un *SOC final utile* de 29,4%, avec un temps de recharge de seulement 5 minutes, ce qui souligne une nouvelle fois son efficacité lors des recharges rapides. Le NMCb, bien que possédant un nombre plus faible de cellules que les autres configurations, montre une bonne performance avec un *SOC final utile* de 35,1% et un temps de charge acceptable de 26 minutes.

En conclusion, les résultats de simulation montrent que bien que le pack batteries LTO offre des avantages notables en termes de recharge rapide et de gestion des pics de puissance, les packs batteries NMCb et LFP peuvent se révéler plus intéressants pour des cycles à haute capacité énergétique en raison de leur plus grande capacité par cellule et d'un nombre plus faible de cellules totales. Le choix de la chimie dépendra donc du compromis à faire entre la capacité énergétique, le nombre total de cellules, et les performances de recharge.

4.3.1.2 Chaîne de traction électrique-hydrogène, hybridation entre un pack batteries et un système pile à hydrogène

Dans cette partie, les résultats de simulation pour une chaîne de traction électrique-hydrogène sont présentés. L'objectif est de comparer deux stratégies de gestion d'énergie appliquées à un système hybride composé d'un pack batteries et d'un système pile à hydrogène. Les simulations visent à évaluer l'impact de chaque stratégie sur la consommation totale d'hydrogène.

Objectifs de simulation

Pour rappel, les simulations poursuivent plusieurs objectifs :

- Objectif 1 : Maintenir le SOC du pack batteries entre 20% et 80% afin de préserver la durée de vie du pack.
- Objectif 2 : Atteindre un état de charge final proche de 80% à la fin du cycle d'utilisation. Le véhicule n'étant pas rechargeable via une prise externe (non plug-in), il est essentiel que le SOC soit le plus élevé possible pour entamer le cycle suivant dans des conditions optimales.
- Objectif 3 : Limiter la consommation d'hydrogène à moins de 10,5 kg. Bien que cet objectif ne soit pas prioritaire, il est contraint par les limites volumétriques d'intégration des réservoirs, rendant difficile l'installation de plus de deux réservoirs avec la conception actuelle du châssis.

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Dans un premier temps, les résultats de simulation avec le système PEMFC fonctionnant à une puissance constante seront présentés. Ensuite, les résultats obtenus en utilisant un contrôleur flou seront discutés. Enfin, une analyse du coût énergétique réel sera effectuée, mettant en lumière la consommation d'hydrogène nécessaire pour ramener le pack batteries à son état de charge initial de 80%. Afin d'évaluer les différentes stratégies proposées pour cette chaîne de traction, l'hypothèse est faite qu'à la fin de chaque cycle d'utilisation, le véhicule reste en fonctionnement pour permettre la recharge du pack batteries. Cette méthode, basée sur les travaux présentés dans la référence [LI19], constitue un bon outil pour comparer différentes stratégies de gestion d'énergie. En pratique, cette stratégie n'est pas appliquée : les temps de recharge des réservoirs à hydrogène sont pris en compte et les cycles d'utilisation s'enchaînent directement les uns après les autres.

Les différentes chaînes de traction sont comparées sur les quatre cycles d'utilisation en tenant compte de plusieurs critères :

- SOC final : représente l'état de charge final du pack batteries ;
- H_2 primaire : correspond à la consommation d'hydrogène pendant le cycle d'utilisation ;
- H_2 charge : indique la quantité d'hydrogène nécessaire pour recharger le pack batteries jusqu'à 80% ;
- H_2 total : désigne la consommation totale d'hydrogène, incluant celle du cycle d'utilisation et celle nécessaire pour la recharge du pack batteries ;

Enfin, sur les deux stratégies présentées, une rampe limite la dynamique du stack. Cette rampe est fixée à $\pm 1 \text{ A.s}^{-1}$.

Stratégie n°1

Initialement, cette première stratégie vise à appliquer un courant constant correspondant à la puissance moyenne maximale observée lors de l'étude statistique des cycles. Cette puissance moyenne, s'élevant à 23 kW pour un courant imposé en sortie du système PEMFC de 153 A, s'est avérée surdimensionnée pour les cycles 1, 2 et 3. En effet, après un premier essai de simulation sur le cycle 1 avec le pack batteries NMcb, il a été constaté que la consommation totale d'hydrogène atteignait 11,1 kgH₂. La puissance a donc été réduite à 21 kW (136 A) afin d'obtenir une consommation d'hydrogène plus raisonnable et en accord avec les objectifs fixés.

Les résultats de ces simulations sont présentés dans le Tableau 4.7, où les nouvelles configurations des packs batteries, issues du prédimensionnement réalisé, sont fournies.

La chaîne de traction hybride équipée du pack batteries NMca affiche des performances similaires, en termes de consommation d'hydrogène totale, à celles de la chaîne de traction hybride dotée du pack batteries NMcb. La chaîne de traction avec le pack batteries LFP présente également des performances comparables en termes de consommation totale d'hydrogène à celles des configurations NMca et NMcb. De plus, le pack batteries LFP offre une meilleure stabilité au niveau de la

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

tension du bus DC par rapport au pack batteries NMCb (voir Figure 4.17 et Figure 4.18). Enfin, le pack batteries LTO présente la consommation totale d'hydrogène la plus élevée.

Les Figures 4.16, 4.17 et 4.18 illustrent les résultats de simulation obtenues pour les chaînes de traction composées du pack batteries LFP et du pack batteries NMCb pour le cycle n°4.

Tableau 4.7. Évaluation des différentes configurations pour la chaîne de traction hybride pour un fonctionnement du système PEMFC à puissance constante

| Chimie | | Cycle n°1 | Cycle n°2 | Cycle n°3 | Cycle n°4 |
|-------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| NMCa | | | | | |
| Ns : 149 | SOC final | 82,1 % | 89,2 % | 76,4 % | 70,5 % |
| Np : 7 | H ₂ primaire | 9,9 kgH ₂ | 7,8 kgH ₂ | 3,4 kgH ₂ | 5,7 kgH ₂ |
| | H ₂ charge | 0 kgH ₂ | 0 kgH ₂ | 0,2 kgH ₂ | 0,5 kgH ₂ |
| | H₂ totale | 9,9 kgH₂ | 7,8 kgH₂ | 3,6 kgH₂ | 6,2 kgH₂ |
| NMCb | | | | | |
| Ns : 147 | SOC final | 80 % | 90,3 % | 74,8 % | 66 % |
| Np : 2 | H ₂ primaire | 9,9 kgH ₂ | 7,8 kgH ₂ | 3,4 kgH ₂ | 5,7 kgH ₂ |
| | H ₂ charge | 0 kgH ₂ | 0 kgH ₂ | 0,2 kgH ₂ | 0,6 kgH ₂ |
| | H₂ totale | 9,9 kgH₂ | 7,8 kgH₂ | 3,6 kgH₂ | 6,3 kgH₂ |
| LTO | | | | | |
| Ns : 246 | SOC final | 76,6 % | 92,2 % | 69,2 % | 49,8 % |
| Np : 2 | H ₂ primaire | 9,9 kgH ₂ | 7,8 kgH ₂ | 3,4 kgH ₂ | 5,7 kgH ₂ |
| | H ₂ charge | 0,1 kgH ₂ | 0 kgH ₂ | 0,3 kgH ₂ | 0,7 kgH ₂ |
| | H₂ totale | 10,0 kgH₂ | 7,8 kgH₂ | 3,7 kgH₂ | 6,4 kgH₂ |
| LFP | | | | | |
| Ns : 187 | SOC final | 81 % | 89,7 % | 75,6 % | 67,7 % |
| Np : 2 | H ₂ primaire | 9,9 kgH ₂ | 7,8 kgH ₂ | 3,4 kgH ₂ | 5,7 kgH ₂ |
| | H ₂ charge | 0 kgH ₂ | 0 kgH ₂ | 0,2 kgH ₂ | 0,6 kgH ₂ |
| | H₂ totale | 9,9 kgH₂ | 7,8 kgH₂ | 3,6 kgH₂ | 6,3 kgH₂ |

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères



Figure 4.16 – Évolution de la demande en puissance et réponse en puissance du pack NMCb et du système PEMFC pour le cycle n°4, Stratégie n°1

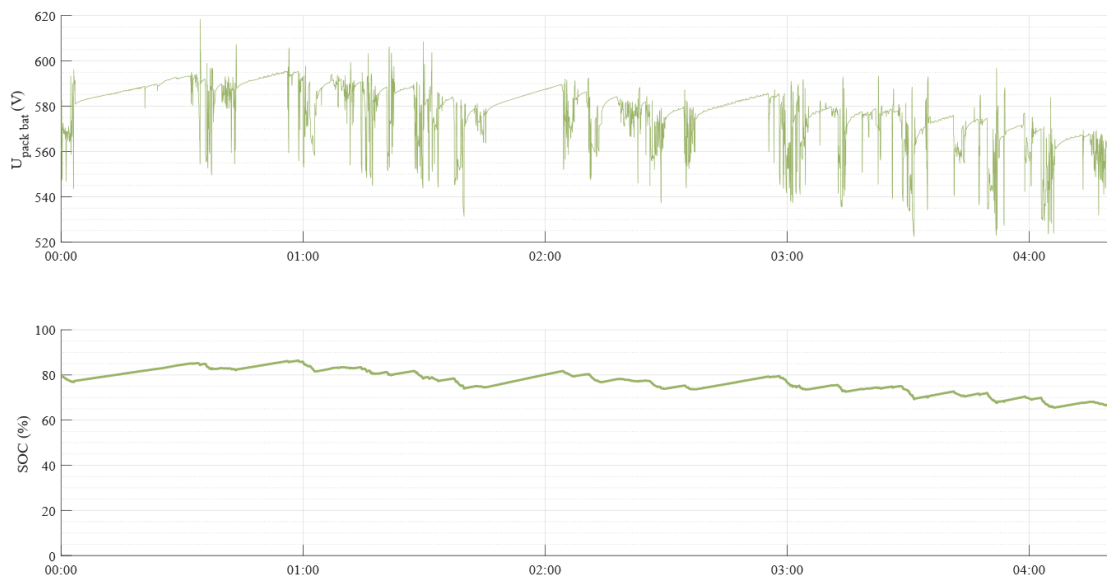


Figure 4.17 – Réponse en tension et évolution du SOC pour le pack NMCb sur le cycle n°4, Stratégie n°1

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

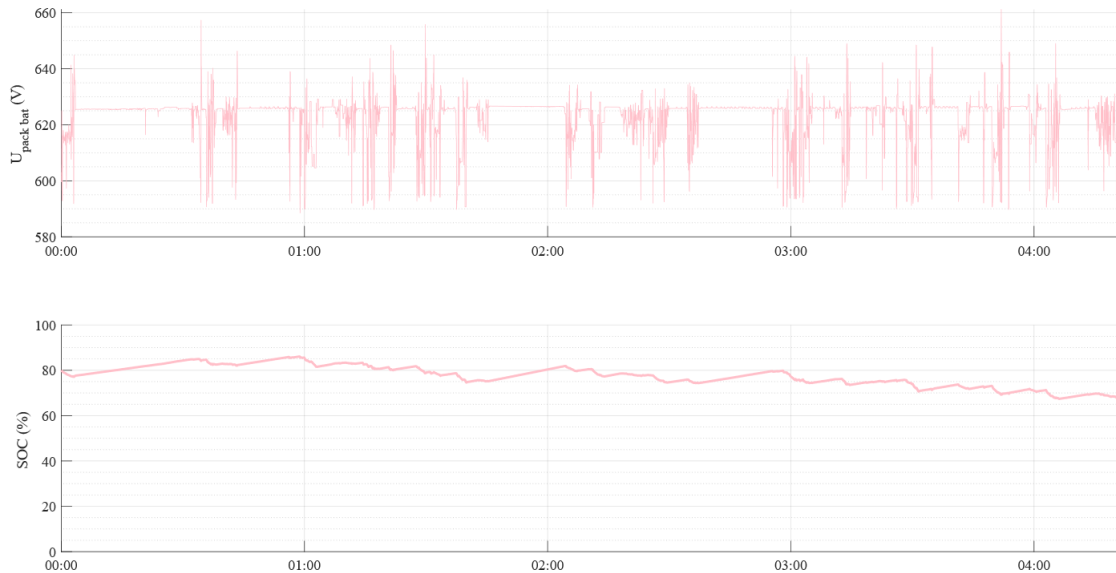


Figure 4.18 – Réponse en tension et évolution du SOC pour le pack LFP sur le cycle n°4, Stratégie n°1

Stratégie n°2

Les résultats de simulation pour cette deuxième stratégie de gestion d'énergie, basée sur la logique floue et appliquée à la chaîne de traction hybride comprenant un système PEMFC et un pack batteries, sont présentés dans le Tableau 4.8.

La Figure 4.19 illustre les différentes réponses en puissance des composants énergétiques de la chaîne de traction hybride équipée du pack batteries NMCb pour le cycle 4. La Figure 4.20 montre le fonctionnement du contrôleur flou. Les courbes représentent la réponse en courant de sortie du système PEMFC en fonction de l'évolution de l'état de charge du pack batteries NMCb pour le cycle 4. Enfin, la Figure 4.21 illustre l'évolution de la puissance pour le système PEMFC et le stack pendant le cycle 4.

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Tableau 4.8. Évaluation des différentes configurations pour la chaîne de traction hybride avec un fonctionnement du système PEMFC basé sur la logique floue

| Chimie | | Cycle n°1 | Cycle n°2 | Cycle n°3 | Cycle n°4 |
|-------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| NMCA | | | | | |
| Ns : 149 | SOC final | 81,3 % | 80,5 % | 78 % | 70,5 % |
| Np : 7 | H ₂ primaire | 9,8 kgH ₂ | 7,2 kgH ₂ | 3,5 kgH ₂ | 5,7 kgH ₂ |
| | H ₂ charge | 0 kgH ₂ | 0 kgH ₂ | 0,1 kgH ₂ | 0,5 kgH ₂ |
| | H₂ totale | 9,8 kgH₂ | 7,2 kgH₂ | 3,6 kgH₂ | 6,2 kgH₂ |
| NMCb | | | | | |
| Ns : 147 | SOC final | 81,5 % | 79,9 % | 77,4 % | 68,5 % |
| Np : 2 | H ₂ primaire | 9,9 kgH ₂ | 7,3 kgH ₂ | 3,6 kgH ₂ | 5,7 kgH ₂ |
| | H ₂ charge | 0 kgH ₂ | 0 kgH ₂ | 0,1 kgH ₂ | 0,5 kgH ₂ |
| | H₂ totale | 9,9 kgH₂ | 7,9 kgH₂ | 3,7 kgH₂ | 6,2 kgH₂ |
| LTO | | | | | |
| Ns : 246 | SOC final | 80,5 % | 77,5 % | 74,8 % | 54,1 % |
| Np : 2 | H ₂ primaire | 10,0 kgH ₂ | 7,3 kgH ₂ | 3,6 kgH ₂ | 5,8 kgH ₂ |
| | H ₂ charge | 0 kgH ₂ | 0,1 kgH ₂ | 0,1 kgH ₂ | 0,6 kgH ₂ |
| | H₂ totale | 10,0 kgH₂ | 7,4 kgH₂ | 3,7 kgH₂ | 6,4 kgH₂ |
| LFP | | | | | |
| Ns : 187 | SOC final | 81,0 % | 80,0 % | 77,3 % | 68,5 % |
| Np : 2 | H ₂ primaire | 9,9 kgH ₂ | 7,3 kgH ₂ | 3,6 kgH ₂ | 5,7 kgH ₂ |
| | H ₂ charge | 0 kgH ₂ | 0 kgH ₂ | 0,1 kgH ₂ | 0,5 kgH ₂ |
| | H₂ totale | 9,9 kgH₂ | 7,3 kgH₂ | 3,7 kgH₂ | 6,2 kgH₂ |

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

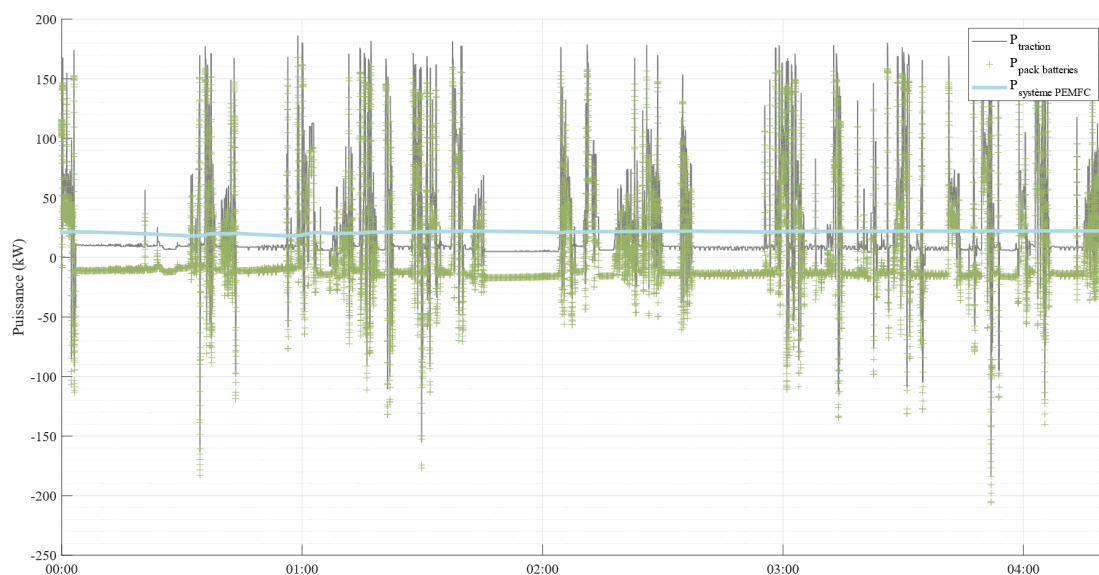


Figure 4.19 – Relevés de puissance pour la chaîne de traction hybride avec le pack batteries NMCb pour le cycle 4, Stratégie n°2

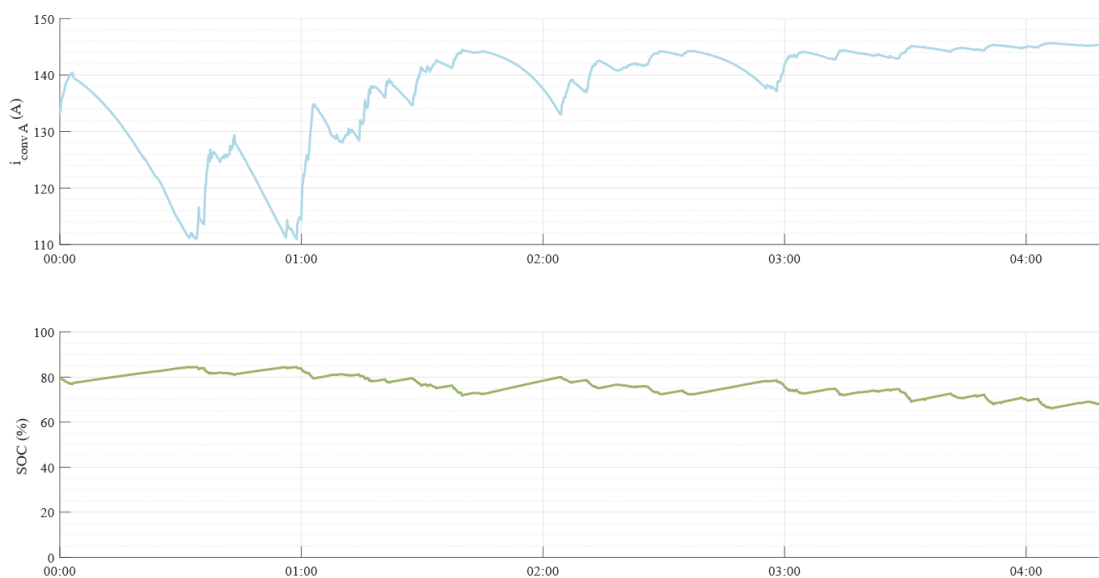


Figure 4.20 – Évolution du SOC du pack batteries NMCb et de la réponse en courant en sortie du système PEMFC pour le cycle 4, Stratégie n°2

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

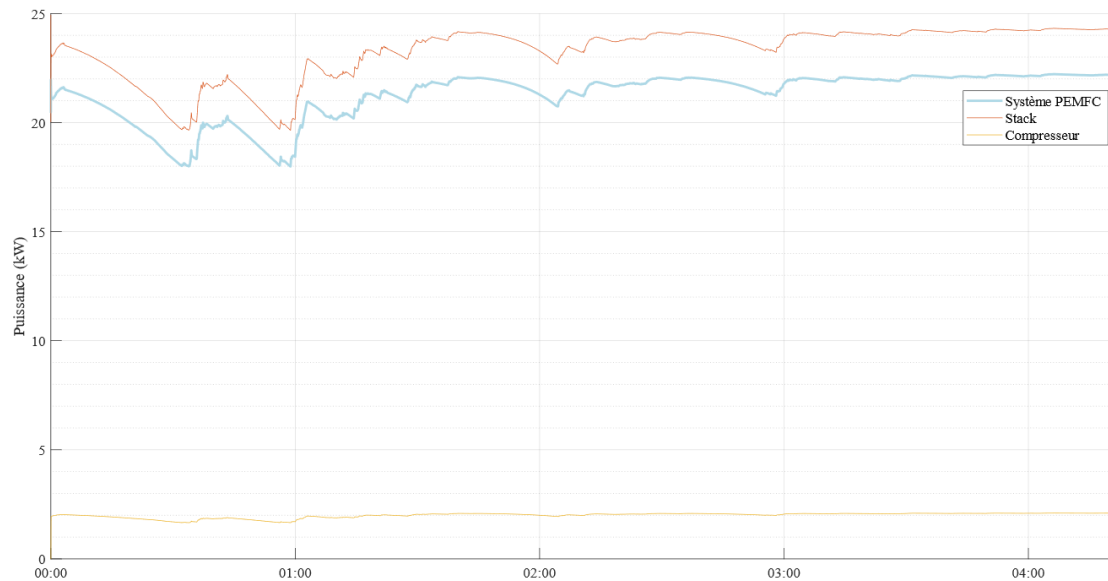


Figure 4.21 – Évolution de la puissance du système PEMFC et du stack pour le cycle 4, Stratégie n°2

Par rapport à la première stratégie de gestion d'énergie proposée, cette deuxième stratégie permet de maintenir le SOC du pack batteries dans une plage comprise entre 54,1 % et 81 %. Dans la première stratégie, le SOC du pack batteries variait entre 49,8 % et 100 %, selon les cycles et les chimies de batterie. La réduction de cette plage de variation permet de mieux préserver la durabilité du pack batteries. Enfin, la consommation totale moyenne d'hydrogène pour chaque chaîne de traction diminue de 0,1 kgH₂ pour les configurations avec les packs batteries LTO et LFP, de 0,2 kgH₂ pour le pack batteries NMCa tout en restant constante pour le pack batteries NMCb (voir Tableau 4.9). La consommation totale moyenne d'hydrogène est la plus faible pour la configuration proposée avec le pack batteries NMCa.

Cette deuxième stratégie de gestion d'énergie est retenue pour la chaîne de traction batteries-hydrogène. Elle sera testée en conditions continues, plus proches de la réalité, en simulant l'enchaînement des cycles d'utilisation successifs afin de vérifier si le pack batteries parvient à retrouver un SOC raisonnable après un cycle intense. Il a en effet été observé que, sur les ports, deux cycles énergétiques intenses s'enchaînent rarement ; le véhicule portuaire alterne plutôt plusieurs cycles d'utilisation avec des caractéristiques variées.

Tableau 4.9. Comparaison des consommations moyennes d'hydrogène selon les différentes stratégies de gestion d'énergie appliquées

| Consommation H ₂ totale moyenne | NMCa | NMCb | LTO | LFP |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Stratégie n°1 | 6,9 kgH ₂ | 6,9 kgH ₂ | 7 kgH ₂ | 6,9 kgH ₂ |
| Stratégie n°2 | 6,7 kgH ₂ | 6,9 kgH ₂ | 6,9 kgH ₂ | 6,8 kgH ₂ |

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Simulation de la stratégie n°2 en conditions continues

Les cycles seront simulés dans l'ordre suivant :

Cycle n°1 → Cycle n°2 → Cycle n°3 → Cycle n°4 → Cycle n°1 → Cycle n°2 →
Cycle n°3 → Cycle n°4 → Cycle n°1

Le cycle n°1 commence avec un état de charge initial du pack batteries de 80 %. Le cycle n°2 débute avec un état de charge initial correspondant à l'état de charge final obtenu à la fin du cycle n°1, et ainsi de suite pour les cycles suivants.

Le Tableau 4.10 donne les principaux résultats obtenus pour les simulations successives des différents cycles. Les temps de recharge des réservoirs d'hydrogène sont calculés en appliquant la norme SAE J2601 [SAE14] pour une température ambiante de 20 °C et une augmentation de la pression égale à 19,9 MPa.min⁻¹. La Figure 4.22 illustre l'évolution de l'état de charge des packs batteries NMCb et LTO sur l'ensemble des cycles simulés.

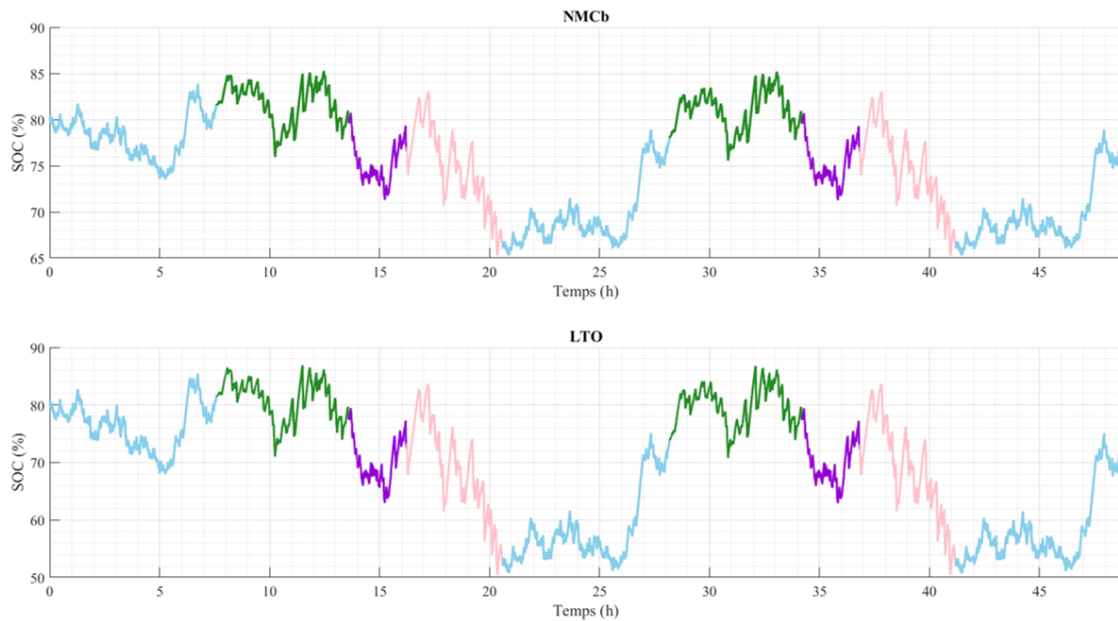


Figure 4.22 – Évolution du SOC des packs batteries NMCb et LTO sur l'ensemble des cycles simulés, pour la chaîne de traction batteries-hydrogène

Après avoir complété le premier enchaînement de cycles, le SOC initial diminue considérablement avant de débiter le deuxième enchaînement de cycles. Cette diminution significative du SOC entraîne une consommation d'hydrogène élevée, atteignant jusqu'à 10,7 kgH₂ pour la chaîne de traction équipée du pack batteries LTO. Cependant, grâce à une gestion d'énergie efficace, le SOC remonte à un minimum de 73,7 % à la fin du premier cycle du deuxième enchaînement pour le pack batteries LTO. Cela permet de poursuivre les cycles 2, 3 et 4 avec un SOC toujours supérieur à 50 %. Le cycle 1 du troisième enchaînement débute avec des caractéristiques similaires à celles du cycle 1 du premier enchaînement.

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Tableau 4.10. Évolution du SOC final des packs batteries, de la consommation d'hydrogène et du temps de recharge du véhicule sur différents cycles

| Cycle | | NMCA | NMCb | LTO | LFP |
|------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Cycle n°1 | SOC initial | 80 % | 80 % | 80 % | 80 % |
| | SOC final | 81,7 % | 81,5 % | 81,2 % | 81,2 % |
| | H ₂ primaire | 9,8 kgH ₂ | 9,9 kgH ₂ | 10,0 kgH ₂ | 9,9 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 06 :28 | 06 :32 | 06 :35 | 06 :32 |
| Cycle n°2 | SOC initial | 81,7 % | 81,5 % | 81,2 % | 81,2 % |
| | SOC final | 80,4 % | 79,7 % | 77,6 % | 80,0 % |
| | H ₂ primaire | 7,1 kgH ₂ | 7,2 kgH ₂ | 7,3 kgH ₂ | 7,2 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 04 :38 | 04 :41 | 04 :45 | 04 :41 |
| Cycle n°3 | SOC initial | 80,4 % | 79,7 % | 77,6 % | 80,0 % |
| | SOC final | 78,3 % | 77,0 % | 73,1 % | 77,5 % |
| | H ₂ primaire | 3,6 kgH ₂ | 3,6 kgH ₂ | 3,6 kgH ₂ | 3,6 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 02 :27 | 02 :27 | 02 :27 | 02 :27 |
| Cycle n°4 | SOC initial | 78,3 % | 77,0 % | 73,1 % | 77,5 % |
| | SOC final | 70,3 % | 66,1 % | 52,2 % | 67,9 % |
| | H ₂ primaire | 5,8 kgH ₂ | 5,8 kgH ₂ | 5,9 kgH ₂ | 5,8 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 03 :47 | 03 :47 | 03 :54 | 03 :50 |
| Cycle n°1 | SOC initial | 70,3 % | 66,1 % | 52,2 % | 67,9 % |
| | SOC final | 79,8 % | 77,7 % | 73,7 % | 78,3 % |
| | H ₂ primaire | 10,3 kgH ₂ | 10,5 kgH ₂ | 10,7 kgH ₂ | 10,5 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 06 :46 | 06 :57 | 07 :04 | 06 :57 |
| Cycle n°2 | SOC initial | 79,8 % | 77,7 % | 73,7 % | 78,3 % |
| | SOC final | 80,4 % | 79,6 % | 77,5 % | 79,9 % |
| | H ₂ primaire | 7,2 kgH ₂ | 7,4 kgH ₂ | 7,5 kgH ₂ | 7,4 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 04 :41 | 04 :49 | 04 :58 | 04 :49 |
| Cycle n°3 | SOC initial | 80,4 % | 79,6 % | 77,5 % | 79,9 % |
| | SOC final | 78,2 % | 76,9 % | 73,0 % | 77,4 % |
| | H ₂ primaire | 3,5 kgH ₂ | 3,6 kgH ₂ | 3,6 kgH ₂ | 3,6 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 02 :23 | 02 :27 | 02 :30 | 02 :27 |
| Cycle n°4 | SOC initial | 78,2 % | 76,9 % | 73,0 % | 77,4 % |
| | SOC final | 70,1 % | 65,9 % | 52,3 % | 67,9 % |
| | H ₂ primaire | 5,8 kgH ₂ | 5,8 kgH ₂ | 5,9 kgH ₂ | 5,8 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 03 :47 | 03 :47 | 03 :54 | 01 :53 |
| Cycle n°1 | SOC initial | 70,1 % | 65,9 % | 52,3 % | 67,9 % |
| | SOC final | 79,7 % | 77,7 % | 73,3 % | 78,3 % |
| | H ₂ primaire | 10,4 kgH ₂ | 10,5 kgH ₂ | 10,7 kgH ₂ | 10,5 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 06 :50 | 06 :57 | 07 :04 | 03 :29 |

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Les consommations primaires moyennes d'hydrogène ainsi que les temps de recharge moyens sont relativement similaires pour l'ensemble des chaînes de traction et pour toutes les simulations. La consommation moyenne d'hydrogène la plus faible est observée pour la configuration avec le pack batteries NMCa, atteignant 7,06 kgH₂ avec un temps de recharge moyen de 4 minutes et 38 secondes. En revanche, la consommation moyenne d'hydrogène la plus élevée est enregistrée pour la chaîne de traction équipée du pack batteries LTO, avec une consommation moyenne de 7,24 kgH₂ et un temps de recharge de 4 minutes et 48 secondes. Enfin, les chaînes de traction utilisant les packs batteries NMCb et LFP affichent des consommations moyennes et des temps de recharge similaires, avec une consommation moyenne de 7,14 kgH₂ et un temps de recharge de 4 minutes et 42 secondes. Cette comparaison sera davantage étoffée sur les points de vue économique, techniques, environnementaux et sociétaux dans la partie suivante.

4.3.1.3 Chaîne de traction électrique-hydrogène, triple hybridation

Les objectifs de simulation pour cette chaîne de traction reprennent ceux définis pour la chaîne de traction hybride batteries-hydrogène (voir paragraphe 4.3.1.2.1), ainsi que ceux liés à la mise en place de la stratégie de gestion d'énergie (voir partie 4.2.2.2). Cette chaîne de traction triple-hybridation et la stratégie de gestion d'énergie seront considérées comme efficaces si la consommation totale d'hydrogène est inférieure à celle de la chaîne de traction hybride batteries-hydrogène et que la tension des packs batteries est plus stable.

Résultats de simulation pour un état de charge initial fixe

Afin de pouvoir établir des critères de comparaison stables entre les chaînes de traction batteries-hydrogène et cette chaîne de traction avec triple hybridation, les cycles sont d'abord joués un par un, avec un état de charge initial du pack batteries fixé à 80 %. De même que dans les précédentes simulations, plusieurs consommations d'hydrogène sont calculées afin d'en déduire la consommation énergétique totale nécessaire pour l'ensemble du cycle. Ces résultats sont présentés dans le Tableau 4.11. Les Figures 4.23 et 4.24 illustrent les principaux résultats obtenus pour le cycle 2 avec la configuration comprenant le pack batteries NMCb.

Tout d'abord, en termes de consommation d'hydrogène totale, les chaînes de traction avec les packs batteries NMCa et NMCb se démarquent par des consommations plus faibles que les chaînes de traction avec les packs batteries LTO et LFP, en particulier pour le cycle 4 où les configurations NMCa et NMCb affichent respectivement une consommation totale de 5,6 kgH₂ et 5,8 kgH₂, contre 6,1 kgH₂ pour la configuration LTO. Lors du cycle le plus énergétique, le cycle 1, la chaîne de traction avec le pack batteries NMCa est celle dont la consommation d'hydrogène totale est la plus faible.

Les résultats présentés dans cette partie seront comparés aux résultats obtenus avec la chaîne de traction batteries-hydrogène dans la partie 4.3.2.

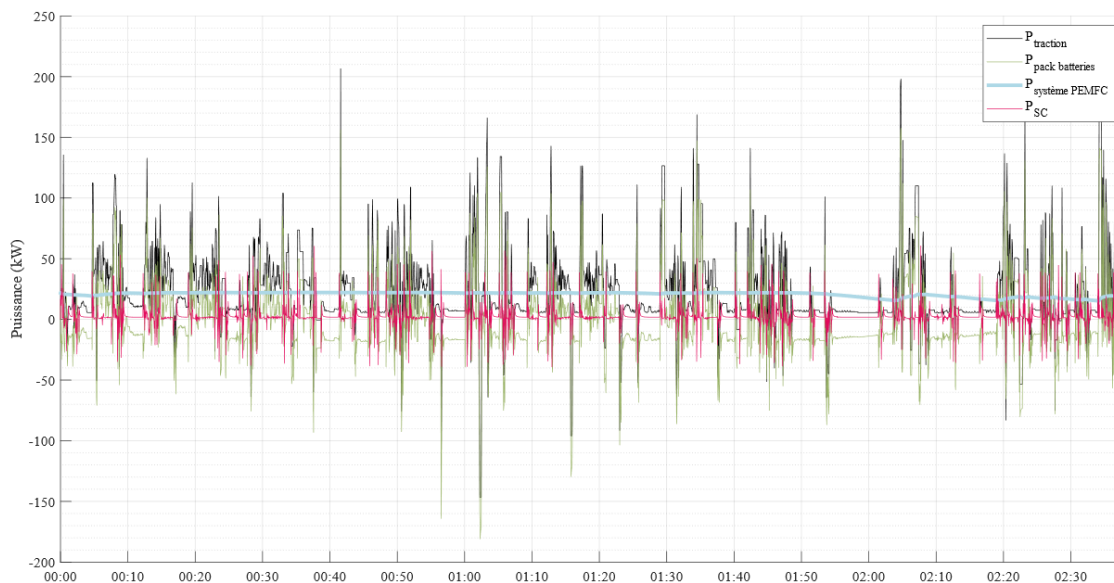
La stratégie de gestion d'énergie mise en place s'avère efficace. Comme l'illustre la Figure 4.23, la puissance du système PEMFC subit très peu de variations, ce qui

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

permet de préserver son fonctionnement optimal. Le pack de supercondensateurs joue un rôle crucial en soutenant le pack batteries lors des appels de puissance, améliorant ainsi la récupération d'énergie par ce dernier.

La Figure 4.24 met en évidence le comportement du pack de supercondensateurs en réponse au profil d'accélération. Lorsque le véhicule décélère, le pack de supercondensateurs se charge, tandis que lors des phases d'accélération, il se décharge pour fournir l'énergie nécessaire.

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères



(a)



(b)

Figure 4.23 – Courbes de puissance pour la chaîne de traction triple hybridation avec le pack batteries NMCb pour le cycle 2 : présentation du cycle complet (a) et zoom (b)

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

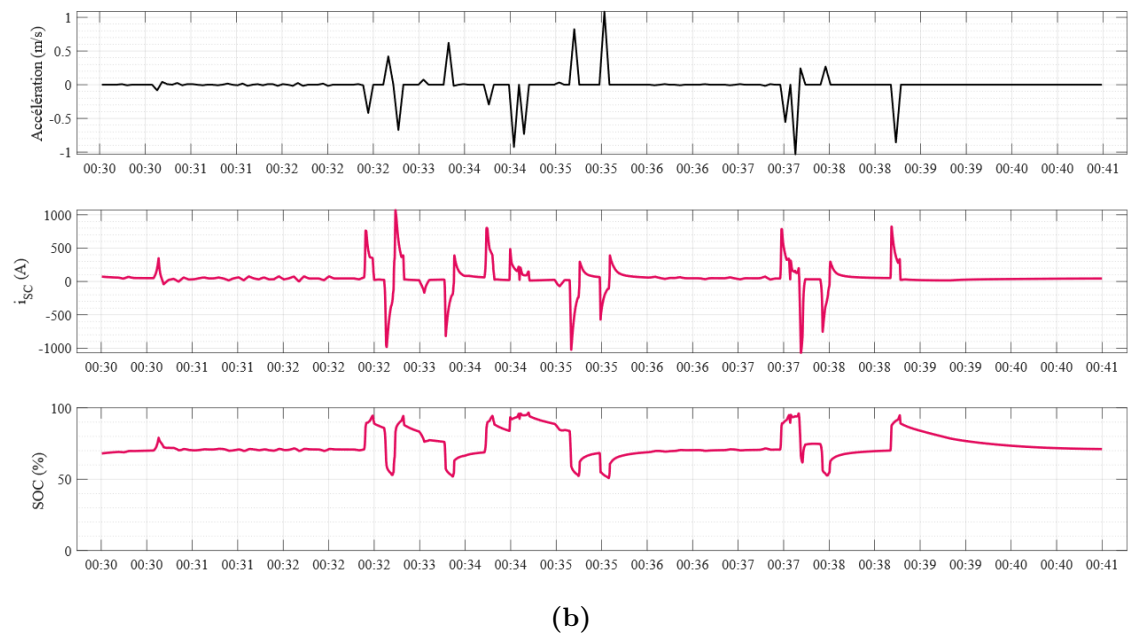
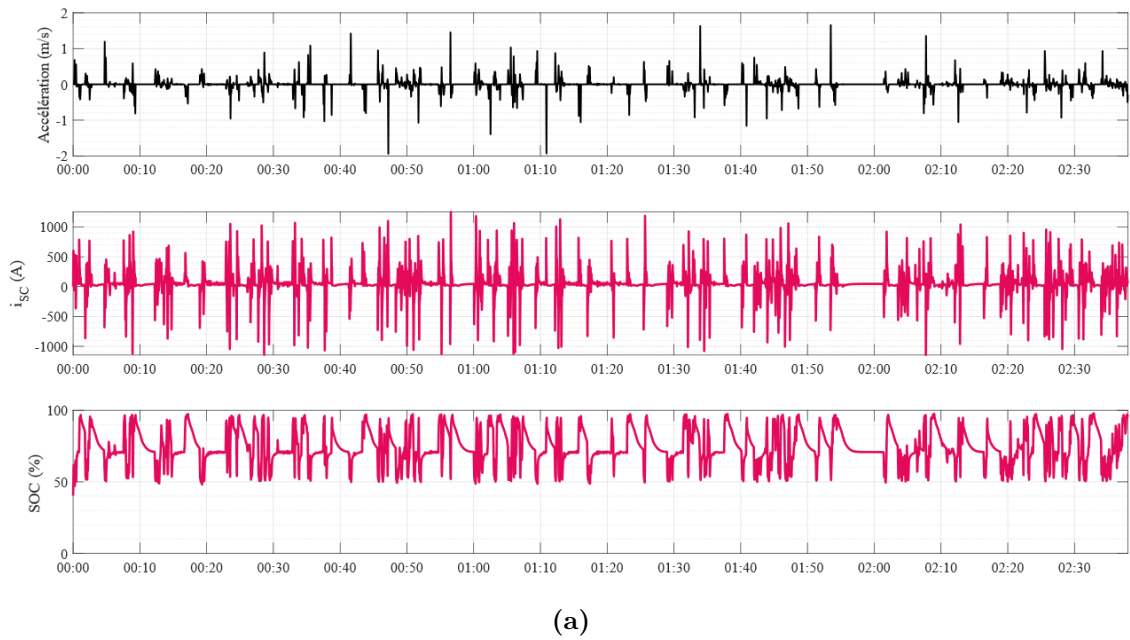


Figure 4.24 – Exemple de fonctionnement du contrôleur logique floue implémenté pour la chaîne de traction triple hybridation avec le pack batteries NMCb pour le cycle 2 : présentation du fonctionnement sur le cycle complet (a) et zoom (b)

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Tableau 4.11. Évaluation des différentes configurations pour la chaîne de traction triple-hybridation pour un état de charge initial du pack batteries de 80 %

| Chimie | | Cycle n°1 | Cycle n°2 | Cycle n°3 | Cycle n°4 |
|-------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| NMCA | | | | | |
| Ns : 147 | SOC final | 85,5 % | 82,8 % | 82,8 % | 73,0 % |
| Np : 4 | H ₂ primaire | 8,7 kgH ₂ | 6,4 kgH ₂ | 3,4 kgH ₂ | 5,4 kgH ₂ |
| | H ₂ charge | 0 kgH ₂ | 0 kgH ₂ | 0 kgH ₂ | 0,2 kgH ₂ |
| | H₂ totale | 8,7 kgH₂ | 6,4 kgH₂ | 3,4 kgH₂ | 5,6 kgH₂ |
| NMCb | | | | | |
| Ns : 147 | SOC final | 85,7 % | 81,6 % | 80,9 % | 65,4 % |
| Np : 1 | H ₂ primaire | 9,0 kgH ₂ | 6,5 kgH ₂ | 3,4 kgH ₂ | 5,5 kgH ₂ |
| | H ₂ charge | 0 kgH ₂ | 0 kgH ₂ | 0,1 kgH ₂ | 0,3 kgH ₂ |
| | H₂ totale | 9,0 kgH₂ | 6,5 kgH₂ | 3,7 kgH₂ | 5,8 kgH₂ |
| LTO | | | | | |
| Ns : 246 | SOC final | 84,9 % | 79,0 % | 76,3 % | 48,0 % |
| Np : 1 | H ₂ primaire | 9,4 kgH ₂ | 6,7 kgH ₂ | 3,5 kgH ₂ | 5,7 kgH ₂ |
| | H ₂ charge | 0 kgH ₂ | 0,1 kgH ₂ | 0,1 kgH ₂ | 0,4 kgH ₂ |
| | H₂ totale | 9,4 kgH₂ | 6,8 kgH₂ | 3,6 kgH₂ | 6,1 kgH₂ |
| LFP | | | | | |
| Ns : 158 | SOC final | 86,3 % | 81,8 % | 82,6 % | 68,8 % |
| Np : 1 | H ₂ primaire | 9,0 kgH ₂ | 6,5 kgH ₂ | 3,4 kgH ₂ | 5,5 kgH ₂ |
| | H ₂ charge | 0 kgH ₂ | 0 kgH ₂ | 0 kgH ₂ | 0,3 kgH ₂ |
| | H₂ totale | 9,0 kgH₂ | 6,5 kgH₂ | 3,4 kgH₂ | 5,8 kgH₂ |

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Résultats de simulation pour un état de charge variable

Afin de valider le bon fonctionnement de la stratégie de gestion d'énergie mise en place, la chaîne de traction triple hybridation a été simulée sur plusieurs cycles de fonctionnement, pour les différents types de configuration. Le même principe de fonctionnement que celui présenté dans la partie 4.3.1.2.4 est appliqué ici, à la différence près que les cycles sont enchaînés une seule fois, contrairement à ce qui a été fait pour la chaîne de traction batteries-hydrogène. Ce choix s'explique par le fait que le SOC final du pack batteries est supérieur à 80 % lors du deuxième cycle n°1 testé, garantissant ainsi un bon fonctionnement pour les cycles suivants. L'enchaînement des cycles est le suivant :

Cycle n°1 → Cycle n°2 → Cycle n°3 → Cycle n°4 → Cycle n°1

Les résultats de cette simulation sont présentés dans le Tableau 4.12 et les évolutions de l'état de charge pour les packs batteries NMCb et LTO sont présentés dans la Figure 4.25.

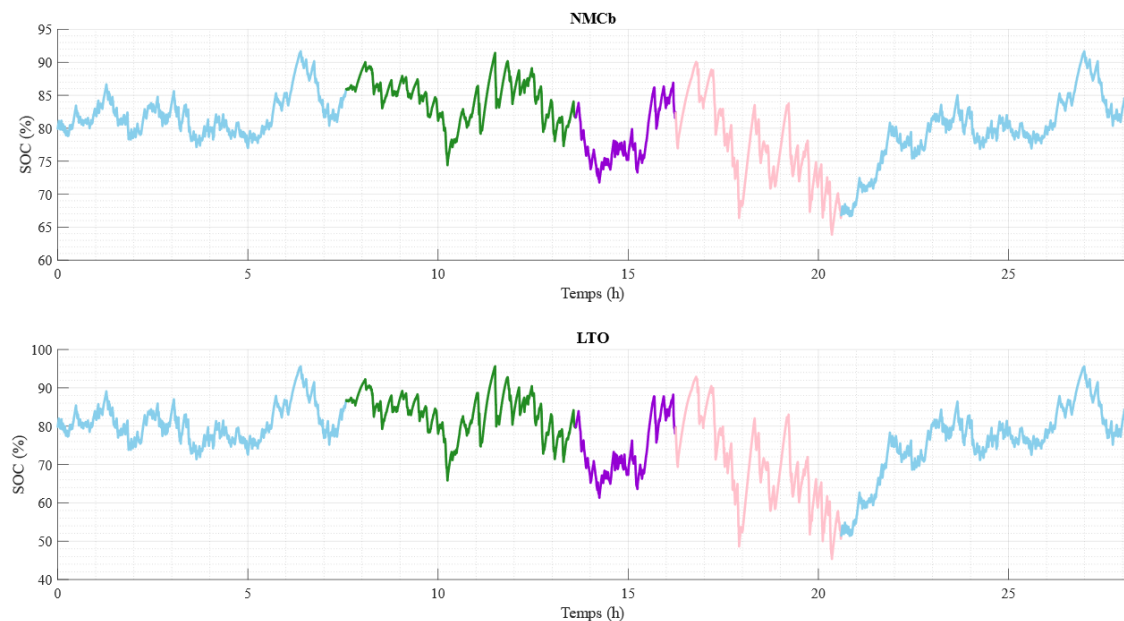


Figure 4.25 – Évolution du SOC des packs batteries NMCb et LTO sur l'ensemble des cycles simulés, pour la chaîne de traction triple hybridation

Sur l'ensemble des cycles simulés et pour tous les packs batteries testés, la stratégie de gestion d'énergie mise en place permet de restaurer efficacement l'état de charge des packs lors du passage du cycle 4 au cycle 1. Les états de charge finaux obtenus à la fin du deuxième cycle n°1 simulé sont quasiment identiques à ceux du premier cycle n°1 simulé, avec un état de charge initial de 80 %. Cela assure le bon fonctionnement de toutes les configurations testées au travers des différents cycles. Le temps de recharge en hydrogène le plus élevé est estimé à 6 minutes et 27 secondes.

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Tableau 4.12. Évolution du SOC final des packs batteries, de la consommation d'hydrogène et du temps de recharge du véhicule sur différents cycles dans le cas d'une triple hybridation

| Cycle | | NMCA | NMCb | LTO | LFP |
|------------------|-------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Cycle n°1 | SOC initial | 80 % | 80 % | 80 % | 80 % |
| | SOC final | 85,5 % | 85,7 % | 84,9 % | 86,3 % |
| | H ₂ primaire | 8,7 kgH ₂ | 9,0 kgH ₂ | 9,4 kgH ₂ | 9,0 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 05 :42 | 05 :53 | 06 :13 | 05 :53 |
| Cycle n°2 | SOC initial | 85,5 % | 85,7 % | 84,9 % | 86,4 % |
| | SOC final | 82,8 % | 81,7 % | 69,3 % | 83,4 % |
| | H ₂ primaire | 6,2 kgH ₂ | 6,4 kgH ₂ | 6,7 kgH ₂ | 6,4 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 04 :05 | 04 :12 | 04 :22 | 04 :12 |
| Cycle n°3 | SOC initial | 82,8 % | 81,7 % | 69,3 % | 83,4 % |
| | SOC final | 83,4 % | 82,3 % | 78,2 % | 84,8 % |
| | H ₂ primaire | 3,3 kgH ₂ | 3,4 kgH ₂ | 3,6 kgH ₂ | 3,3 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 02 :16 | 02 :18 | 02 :27 | 02 :17 |
| Cycle n°4 | SOC initial | 83,4 % | 82,3 % | 78,2 % | 84,8 % |
| | SOC final | 73,5 % | 66,1 % | 51,2 % | 71,6 % |
| | H ₂ primaire | 5,3 kgH ₂ | 5,5 kgH ₂ | 5,7 kgH ₂ | 5,5 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 03 :29 | 03 :35 | 03 :43 | 03 :34 |
| Cycle n°1 | SOC initial | 73,5 % | 66,1 % | 51,2 % | 71,6 % |
| | SOC final | 86,0 % | 85,7 % | 86,2 % | 85,8 % |
| | H ₂ primaire | 9,0 kgH ₂ | 9,4 kgH ₂ | 9,8 kgH ₂ | 9,4 kgH ₂ |
| | t _{recharge} | 05 :51 | 06 :15 | 06 :27 | 06 :12 |

Grâce à l'intégration du pack de supercondensateurs, les packs batteries retrouvent un état de charge supérieur à 80 % après le cycle n°4. En revanche, sans l'ajout des supercondensateurs, l'état de charge final des packs batteries reste toujours limité à 80 %. Les avantages et inconvénients des différentes solutions d'hybridation sont discutés dans la partie ci-dessous.

4.3.2 Comparaison multicritères

Dans cette partie, une analyse multicritères des différentes configurations de chaînes de traction est effectuée afin de comparer leurs performances techniques, économiques, environnementales et sociétales. Cette comparaison permet d'évaluer les avantages et inconvénients de chaque configuration en fonction des priorités définies, telles que l'efficacité énergétique, le coût, le potentiel de réchauffement global et l'impact sociétal. L'objectif est d'identifier la solution optimale répondant aux critères stratégiques des différentes applications envisagées.

4.3.2.1 Méthodes mises en place

Cette partie traite des méthodes mises en place pour comparer les aspects techniques, économiques, environnementaux et sociétaux des différentes configurations de chaîne de traction.

Méthode de détermination des paramètres

L'énergie embarquée a été calculée pour chaque configuration, ce qui permet de déduire divers paramètres tels que l'efficacité énergétique, le potentiel de réchauffement global et le coût associé. Ces éléments fournissent une base de comparaison claire entre les différentes configurations étudiées.

L'efficacité énergétique est calculée en comparant l'énergie consommée par kilomètre parcouru. En connaissant la vitesse du véhicule pour chaque cycle, la distance parcourue est déterminée. Le cycle 1, le plus énergivore, correspond à une distance de 84,2 km, le cycle 2 à 32,7 km, le cycle 3 à 28,3 km, et le cycle 4 à 30 km. Dans le cadre de la chaîne de traction 100 % batteries, l'efficacité énergétique est calculée en multipliant la capacité énergétique du pack batteries par la profondeur de décharge utilisée pour effectuer le cycle, puis en divisant ce résultat par la distance parcourue au cours du cycle. Cette relation est exprimée par l'équation suivante :

$$E_{\text{énergétique}} (\text{kWh.km}^{-1}) = \frac{C_{\text{énergétique}} \cdot \text{DOD}}{d_{\text{parcourue}}} \quad (4.15)$$

où $C_{\text{énergétique}}$ représente la capacité énergétique du pack batteries (en kWh), DOD est la profondeur de décharge utilisée (en %), et $d_{\text{parcourue}}$ correspond à la distance parcourue pendant le cycle (en km). Dans le cadre des chaînes de traction équipées d'une pile à hydrogène, l'efficacité énergétique est calculée en multipliant la consommation totale d'hydrogène par le pouvoir calorifique supérieur PCS de l'hydrogène, qui est de 33 kWh.kg^{-1} , puis en divisant cette valeur par la distance parcourue par le véhicule.

$$E_{\text{énergétique}} (\text{kWh.km}^{-1}) = \frac{H_2 \text{ totale} \cdot PCS}{d_{\text{parcourue}}} \quad (4.16)$$

Les impacts sociétaux de chaque composant sont évalués en fonction de leur composition massique, normalisés sur une échelle de 0 à 5 pour faciliter la comparaison entre les différents composants énergétiques. Plus la masse d'un composant est importante, plus son impact matériel est élevé. Les impacts sociétaux déterminés

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

sont ensuite multipliés par la masse des composants énergétiques de la chaîne de traction, afin de refléter l'impact sociétal global du système en fonction de la quantité de matériaux embarqués.

Les caractéristiques environnementales, sociétales mais également techniques et économiques sont issues du le Chapitre 2.

Méthode pour la comparaison des configurations

Afin de comparer entre elles les différentes options de chaîne de traction parmi la multiplicité des paramètres analysés, chaque paramètre est normalisé. Les configurations sont ensuite évaluées en appliquant un facteur d'importance à chaque paramètre avant de calculer la somme pondérée de ces paramètres. La chaîne de traction avec le score le plus bas sera retenue comme choix final. La fonction utilisée est donnée par l'équation suivante :

$$f(x) = \sum_{i=1}^n x_i \tau_i \quad (4.17)$$

où n représente le nombre de paramètres, x_i le paramètre étudié, et τ_i le facteur d'importance associé.

Le Tableau 4.13 résume les paramètres étudiés ainsi que leur facteur d'importance respectif. Celui-ci varie entre 0 et 1, avec une somme totale de 1. Si tous les paramètres sont jugés équivalents, leur facteur d'importance est défini comme $1/n$. Dans notre cas, les priorités sont environnementales et sociétales. Les objectifs secondaires incluent l'efficacité énergétique et le coût, tandis que des critères tels que le temps de charge, la masse, le volume, et la sécurité sont de moindre importance.

Tableau 4.13. Facteurs d'importance pour la comparaison des paramètres

| Paramètres x | Facteur d'importance τ |
|-----------------------------------|-----------------------------|
| Potentiel de réchauffement global | 0,16 |
| Sociétal et gouvernemental | 0,16 |
| Efficacité énergétique | 0,14 |
| Coût | 0,12 |
| Temps de charge moyen | 0,12 |
| Sécurité | 0,10 |
| Masse embarquée | 0,10 |
| Volume embarqué | 0,10 |

Bien évidemment, d'autres facteurs d'importance peuvent être attribués en fonction de la stratégie choisie par l'entreprise. Nous considérerons alors différentes valeurs de facteurs d'importance afin d'analyser comment la stratégie adoptée peut influencer le choix de configuration de la chaîne de traction. Dans un premier temps, nous supposons que l'entreprise souhaite privilégier les critères économiques, puis

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

techniques, sans accorder une grande importance aux aspects environnementaux et sociétaux. Cette stratégie sera appelée *ET*. Dans un second temps, nous supposons que l'entreprise place l'éthique au centre de sa politique, indépendamment du coût. Les critères sociétaux et environnementaux seront alors privilégiés par rapport aux critères technico-économiques. Une importance est tout de même donnée à l'efficacité énergétique car moins le véhicule est énergivore, plus les émissions de CO_2eq liées à son utilisation seront faibles. Cette stratégie sera appelée *SE*. Les facteurs d'importance correspondant à ces deux stratégies sont présentés dans le Tableau 4.14.

Tableau 4.14. Facteurs d'importance pour la comparaison des paramètres suivant les stratégies technico-économique (*ET*) et sociétal-environnemental (*SE*)

| Paramètres x | τ_{ET} | τ_{SE} |
|-----------------------------------|-------------|-------------|
| Potentiel de réchauffement global | 0,025 | 0,3 |
| Sociétal et gouvernemental | 0,025 | 0,3 |
| Efficacité énergétique | 0,2 | 0,2 |
| Coût | 0,25 | 0,025 |
| Temps de charge moyen | 0,25 | 0,025 |
| Sécurité | 0,025 | 0,05 |
| Masse embarquée | 0,025 | 0,075 |
| Volume embarqué | 0,2 | 0,025 |

Définition des valeurs fixes

Le système PEMFC et le réservoir d'hydrogène demeurent identiques, quelle que soit la configuration étudiée. Par conséquent, les éléments de comparaison reposent uniquement sur le pack batteries utilisé. Il en est de même pour la chaîne de traction avec triple hybridation, où les caractéristiques du système PEMFC et du réservoir de type IV restent inchangées. Le pack de supercondensateurs présente également des caractéristiques fixes en termes de coût, de volume, de masse embarquée, ainsi que d'impact sociétal, gouvernemental, et de potentiel de réchauffement global.

Le Tableau 4.15 donne les caractéristiques environnementales, sociétales, économiques et techniques pour un système PEMFC et un réservoir de type IV. Le poids du convertisseur DC/DC ainsi que les impacts sociétaux et environnementaux sont déjà inclus dans les valeurs données pour le système PEMFC.

Concernant le pack de supercondensateurs, le convertisseur Boost DC/DC réversible nécessaire à son hybridation avec les autres composants énergétiques de la chaîne de traction, n'est initialement pas fourni, que ce soit dans les données environnementales, sociétales, économiques ou techniques. Aux valeurs déterminées pour le pack de supercondensateurs doivent donc être ajoutées celles pour le convertisseur Boost. Ce convertisseur doit être capable de ramener la tension du pack de

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

supercondensateurs à un minimum de 520 V et de transmettre une puissance maximale de 56 kW. Un convertisseur, pouvant fournir une puissance nominale de 50 kW et élever la tension du pack de supercondensateurs jusqu'à 600 V, a été identifié. Ses caractéristiques massiques et volumiques sont disponibles, bien que son coût soit approximé à 3000€. Néanmoins, son impact sociétal et environnemental reste inconnu. Les caractéristiques du pack de supercondensateurs et du convertisseur sont présentées dans le tableau 4.16. Afin de rendre les résultats plus représentatifs de la réalité, en prenant en compte les impacts environnementaux et sociétaux non considérés pour le convertisseur, un potentiel de réchauffement global de 1 tCO₂eq est ajouté, ainsi qu'une valeur de 500 unités aux impacts sociétaux.

Tableau 4.15. Caractéristiques multiples du système PEMFC et de son réservoir

| Paramètre | Système PEMFC | Réservoir de type IV |
|---|---------------|----------------------|
| Potentiel de réchauffement global (tCO ₂ eq) | 1,2 | 2,4 |
| Sociétal et gouvernemental (-) | 492,5 | 146,0 |
| Coût (k€) | 1,7 | 2,8 |
| Masse embarquée (kg) | 250,0 | 85,9 |
| Volume embarqué (m ³) | 0,30 | 0,24 |

Tableau 4.16. Caractéristiques multiples du pack de supercondensateurs et de son convertisseur

| Paramètre | Pack de supercondensateurs | Convertisseur |
|---|----------------------------|----------------|
| Potentiel de réchauffement global (tCO ₂ eq) | 0,07 | - |
| Sociétal et gouvernemental (-) | 21,1 | - |
| Coût (k€) | 2697,8 | 3 (estimation) |
| Masse embarquée (kg) | 9,4 | 28,5 |
| Volume embarqué (m ³) | 0,007 | 0,03 |

4.3.2.2 Comparaison multicritères des chaînes de traction à partir de différents facteurs d'importance

Cette partie explore les performances des différentes configurations de chaînes de traction en utilisant une approche multicritères. En se basant sur plusieurs facteurs d'importance, tels que le coût, le potentiel de réchauffement global, la sécurité, et l'impact sociétal, les avantages et inconvénients des solutions étudiées sont mis en lumière. Les résultats des comparaisons permettront d'identifier la chaîne de traction la mieux adaptée en fonction des priorités stratégiques définies.

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Avantage principal de la triple hybridation

Avant de comparer en détail les résultats multiples obtenus pour les différentes chaînes de traction, l'avantage principal d'une triple hybridation est expliqué ci-dessous.

Le Tableau 4.17 compare les consommations totales d'hydrogène entre la chaîne de traction batteries-hydrogène et la chaîne de traction triple hybridation. Les résultats présentés correspondent à ceux obtenus avec un état de charge initial fixe de 80 % pour l'ensemble des cycles.

Pour les chaînes de traction équipées du pack batteries NMCb, la consommation totale d'hydrogène diminue de 0,7 kgH₂ entre la chaîne de traction batteries-hydrogène et la chaîne de traction triple hybridation. Pour les configurations utilisant les packs batteries LTO et LFP, cette diminution est plus modérée : une réduction de 0,4 kgH₂ pour le pack batteries LTO et de 0,6 kgH₂ pour le pack batteries LFP.

Il est évident que le choix de la chaîne de traction finale ne doit pas se concentrer uniquement sur cet aspect énergétique. Comme précisé précédemment lors de l'analyse du critère du nombre de cellules, il est également important de prendre en compte le poids et les contraintes volumiques imposées par les différentes architectures étudiées. De plus, il convient de rappeler que notre choix doit également s'appuyer sur des facteurs tels que le coût, le potentiel de réchauffement global et l'impact sociétal de la chaîne de traction. Ces comparaisons sont présentées dans la partie suivante.

Tableau 4.17. Comparaison des consommations moyennes d'hydrogène selon les chaînes de traction batteries-hydrogène et triple hybridation

| Consommation H ₂ totale moyenne | NMCa | NMCb | LTO | LFP |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Batteries - H ₂ | 6,7 kgH ₂ | 6,9 kgH ₂ | 6,9 kgH ₂ | 6,8 kgH ₂ |
| Batteries - H ₂ - Supercondensateurs | 6,0 kgH ₂ | 6,3 kgH ₂ | 6,5 kgH ₂ | 6,2 kgH ₂ |

Analyse générale des résultats

Une première analyse générale a été effectuée sur l'ensemble des résultats obtenus, présentés dans le tableau 4.18. Dans ce tableau, l'abréviation SG signifie Sociétal-Gouvernemental et représente donc les impacts sociétaux et gouvernementaux. Ces données sont issues des résultats de simulation réalisées mais également de l'ensemble des caractéristiques techniques, sociétales et environnementales présentées dans le Chapitre 2.

Au niveau du potentiel de réchauffement global, l'implémentation d'un système PEMFC au sein d'une chaîne de traction 100 % batteries permet de réduire ce potentiel d'au moins 43 %. Si des supercondensateurs sont ajoutés à cette hybridation

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

batteries-hydrogène, le potentiel de réchauffement global diminue de 55 %. Cette réduction est principalement due à la baisse de la masse embarquée des composants énergétiques. En passant d'une solution 100 % batteries à une solution batteries-hydrogène, la masse embarquée est réduite de 25 %, et peut être abaissée de 38 % avec une triple hybridation.

Tableau 4.18. Caractéristiques multicritères des différentes chaînes de traction

| | PRG (tCO ₂ e _q) | SG (-) | Énergie (kWh.km ⁻¹) | Coût (k€) | Charge (mm:ss) | Sécurité (-) | Masse (kg) | Volume (m ³) |
|--|---|-----------|------------------------------------|--------------|-------------------|-----------------|---------------|-----------------------------|
| 100 % Batteries | | | | | | | | |
| NMCA | 20,5 | 2705,7 | 3,2 | 64,4 | 30 :00 | 2 | 942,7 | 0,55 |
| NMCb | 20,7 | 3025,6 | 2,7 | 65,1 | 29 :00 | 2 | 1054,2 | 0,57 |
| LTO | 47,4 | 9280,2 | 2,9 | 233,0 | 06 :00 | 5 | 3083,1 | 1,82 |
| LFP | 21,8 | 7406,3 | 3,5 | 52,2 | 56 :00 | 5 | 2580,6 | 1,58 |
| Batteries - H₂ | | | | | | | | |
| NMCA | 11,7 | 2098,3 | 5,5 | 34,7 | 04 :38 | 2 | 708,4 | 0,76 |
| NMCb | 10,1 | 1979,7 | 5,8 | 29,7 | 04 :42 | 2 | 667,0 | 0,72 |
| LTO | 11,4 | 2563,6 | 5,7 | 47,8 | 04 :48 | 5 | 845,6 | 0,84 |
| LFP | 10,8 | 3498,1 | 5,6 | 26,6 | 04 :43 | 5 | 1196,1 | 1,07 |
| Batteries - H₂ - SCs | | | | | | | | |
| NMCA | 9,2 | 2153,0 | 5,0 | 29,3 | 04 :16 | 2 | 583,8 | 0,70 |
| NMCb | 7,9 | 2025,6 | 5,2 | 25,2 | 04 :26 | 2 | 539,4 | 0,66 |
| LTO | 8,5 | 2317,5 | 5,4 | 34,2 | 04 :38 | 5 | 628,7 | 0,73 |
| LFP | 7,7 | 2593,3 | 5,1 | 22,3 | 04 :26 | 5 | 737,2 | 1,07 |

Un autre avantage important de l'intégration d'un système PEMFC est la réduction du temps de recharge du véhicule. Pour le pack batteries LTO dans la solution 100 % batteries, le temps de recharge est réduit de 20 %. Pour les autres chimiques, comme le pack batteries NMCA, le temps de recharge est réduit de plus de 26 minutes, soit une diminution de 85 %. Ce point est crucial pour une application portuaire où l'efficacité opérationnelle prime. Un autre atout est la réduction des coûts d'acquisition des composants énergétiques : le passage d'une chaîne 100 % batteries à une solution batteries-hydrogène réduit ces coûts d'au moins 46 %. En optant pour une solution triple hybridation, les coûts peuvent diminuer de 28 % avec le pack batteries LTO comparé à une solution hybride.

Concernant les impacts sociétaux et gouvernementaux, l'hybridation avec une pile à hydrogène réduit ces impacts d'au moins 22 % par rapport à une chaîne 100 % électrique. Cependant, ces impacts augmentent légèrement pour les packs NMCA et NMCb dans une triple hybridation, mais diminuent pour les packs LTO et LFP.

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Il existe néanmoins des inconvénients au passage d'une chaîne 100 % batteries à une solution électrique-hydrogène. Le premier inconvénient est l'augmentation du volume embarqué pour les configurations avec les packs NMCa et NMCb. Le deuxième inconvénient est la baisse de l'efficacité énergétique, qui peut diminuer de 70 % pour les chaînes équipées du pack LFP. Cette réduction s'explique par la différence de rendement entre un pack batteries, généralement supérieur à 90 %, et un système PEMFC dont le rendement avoisine 40 %.

Enfin, la diversité des critères et des caractéristiques des chaînes de traction nous conduit au point suivant, qui consiste à déterminer, en fonction des facteurs d'importance choisis, quelle chaîne de traction correspond le mieux aux attentes.

Choix final de la chaîne de traction

Les résultats présentés dans le Tableau 4.18 ont été normalisés sur une échelle de 0 à 1. Ensuite, en fonction des facteurs d'importance spécifiés dans les Tableaux 4.13 et 4.14, les valeurs de la fonction f ont été calculées. Ces valeurs sont répertoriées dans le Tableau 4.19.

Tableau 4.19. Résultats de la fonction f suivant les différents facteurs d'importance choisis

| | f suivant la stratégie initiale | f suivant stratégie ET | f suivant stratégie SE |
|--|--------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 100 % Batteries | | | |
| NMCa | 0,37 | 0,39 | 0,38 |
| NMCb | 0,25 | 0,21 | 0,21 |
| LTO | 0,65 | 0,54 | 0,74 |
| LFP | 0,51 | 0,54 | 0,49 |
| Batteries - H₂ | | | |
| NMCa | 0,25 | 0,26 | 0,27 |
| NMCb | 0,25 | 0,26 | 0,26 |
| LTO | 0,22 | 0,28 | 0,27 |
| LFP | 0,25 | 0,29 | 0,31 |
| Batteries - H₂ - SCs | | | |
| NMCa | 0,21 | 0,21 | 0,21 |
| NMCb | 0,21 | 0,21 | 0,21 |
| LTO | 0,17 | 0,24 | 0,20 |
| LFP | 0,17 | 0,24 | 0,20 |

Suivant la stratégie initiale établie, les configurations triple hybridation avec les pack batteries LTO et LFP sont celles répondant le mieux aux critères fixés.

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Ces deux solutions sont complémentaires, en fonction des critères secondaires de l'industriel, un choix peut être effectué entre ces deux chimies. Si le critère secondaire est porté par le coût, alors il y a tout intérêt à privilégier la configuration avec le pack batteries LFP car cette dernière est moins chère de 35 % que la configuration avec le pack batteries LTO. Cependant, la configuration avec le pack batteries LTO est moins volumique et moins massique.

En appliquant cette stratégie sociétale et environnementale (*SE*), les chaînes de traction triple hybridation avec les packs batteries LTO et LFP obtiennent les valeurs les plus faibles, suivies de près par les configurations avec les packs batteries NMCb et NMCa. Cette stratégie conforte donc le premier choix, établi suivant la stratégie initiale.

Enfin, en appliquant la stratégie économique et technique (*ET*), qui privilégie les critères techniques et économiques, la chaîne de traction triple hybridation avec les packs batteries NMCb et NMCa ainsi que la chaîne de traction 100 % batteries avec le pack NMCb se révèlent être les solutions les plus adaptées à ces besoins. La chaîne de traction 100 % batteries avec le pack NMCb est privilégiée lorsque l'efficacité énergétique est un critère essentiel. En revanche, la chaîne de traction triple hybridation équipée du pack NMCb est sélectionnée si les priorités portent sur un coût réduit, bien qu'au détriment d'une efficacité énergétique moins performante. La chaîne de traction triple hybridation avec le pack batteries NMCa permet de faire un compromis entre le coût (qui est inférieur à la solution 100 % batteries retenue) et l'efficacité énergétique (qui est supérieure à celle de la chaîne de traction triple hybridation avec le pack NMCb).

4.3.2.3 Évolution possible du choix final

Le choix final d'une chaîne de traction peut évoluer en fonction de critères supplémentaires. Certains de ces critères, comme la complexité de la solution ou la durabilité des composants, peuvent influencer les priorités et la stratégie retenue, modifiant ainsi la sélection optimale pour répondre aux besoins spécifiques.

Complexité de la solution proposée

Le premier critère à considérer est la complexité de la solution. En effet, plus le nombre de composants énergétiques dans une chaîne de traction est élevé, plus la complexité de gestion l'est également. Cette complexité se traduit par la nécessité de gérer deux convertisseurs DC/DC au lieu d'un seul, ainsi que par une surveillance thermique accrue et une maintenance des composants énergétiques de la chaîne de traction plus détaillée. Si ce facteur de complexité est pris en compte, seules les chaînes de traction batteries-hydrogène ou 100 % batteries seraient adaptées. En ajoutant ce critère à la stratégie initiale, la solution la plus appropriée serait la chaîne de traction batteries-hydrogène avec le pack batteries LTO.

Dans le cadre d'une stratégie technico-économique, le choix se porterait sur la chaîne de traction batteries-hydrogène avec le pack batteries NMCb. Enfin, dans le cas d'une stratégie sociétale et environnementale, la préférence irait vers une

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

chaîne de traction 100 % batteries équipée du pack batteries NMCb. Ce résultat est assez surprenant, car il contredit les conclusions précédentes, qui montraient que l'hybridation de la chaîne de traction 100 % batteries avec un système PEMFC permettait de réduire le potentiel de réchauffement global. Cependant, dans le cadre de la stratégie SE, l'efficacité énergétique de la chaîne de traction joue également un rôle. L'efficacité énergétique de la chaîne 100 % batteries avec le pack NMCb est au moins 65 % supérieure à celle des chaînes batteries-hydrogène.

Remarque : Le calcul du coût semble ne prendre en compte que le coût d'investissement initial, sans considérer les coûts opérationnels, qui peuvent varier significativement en fonction des technologies utilisées. Un calcul du coût actualisé, intégrant à la fois les coûts d'investissement et les coûts opérationnels, aurait été plus pertinent. Une telle approche pourrait potentiellement modifier les conclusions tirées dans cette analyse.

Durabilité

Le critère de durabilité n'a pas été exploré en détail dans cette étude, en raison de l'absence d'une modélisation prenant en compte cet aspect. Cependant, la durabilité reste un paramètre crucial dans le cadre d'une sélection guidée par des critères sociétaux et environnementaux. Une brève étude de la durabilité est réalisée ci-dessous, uniquement pour la chaîne de traction 100 %.

Grâce aux spécifications techniques, notamment la cyclabilité des batteries, il est possible d'estimer à quel moment un pack batteries devra être remplacé. Nos stratégies, ainsi que les marges de sécurité appliquées lors du dimensionnement des packs, garantissent une profondeur de décharge maximale de 80 % pour les packs NMCa, NMCb et LFP, et de 70 % pour le pack LTO. Cela correspond à une durée de vie respective de 8000 cycles pour les packs NMC, 20000 cycles pour les packs LTO et 15000 cycles pour le pack LFP. En considérant ces données, ainsi que l'énergie embarquée $E_{\text{embarquée}}$ dans les packs batteries et l'énergie consommée pour les quatre cycles d'utilisation $E_{\text{consommée}}$, le nombre total de cycles d'utilisation $N_{\text{cycles utilisation}}$ peut être déduit. Cette relation est exprimée par l'équation suivante :

$$N_{\text{cycles utilisation}} = \frac{4E_{\text{embarquée}}N_{\text{cycles DoD}}}{E_{\text{consommée}}} \quad (4.18)$$

où N_{cycles} représente le nombre de cycles charge/décharge réalisable par le pack batteries.

En supposant que l'utilisateur respecte les conditions de charge, que le véhicule fonctionne pendant 8 heures, deux fois par jour, 329 jours par an (soit 90 % du temps sur une année, les 10 % restants étant à l'arrêt), les durées de vie estimées sont les suivantes : 17 ans pour le pack NMCa, 19 ans pour le pack NMCb, 31 ans pour le pack LFP, et 47 ans pour le pack LTO. Bien entendu, ces estimations sont purement théoriques et dépendent fortement des conditions d'exploitation, telles que la température, qui peuvent réduire significativement la durée de vie. De plus, le vieillissement calendaire n'est pas pris en compte ici, et sa considération pourrait également modifier les résultats.

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

Tableau 4.20. Facteurs d'importance prenant en compte l'aspect de la durabilité

| Paramètres x | Facteur d'importance τ |
|-----------------------------------|-----------------------------|
| Durabilité | 0,15 |
| Potentiel de réchauffement global | 0,15 |
| Sociétal et gouvernemental | 0,15 |
| Efficacité énergétique | 0,14 |
| Coût | 0,11 |
| Temps de charge moyen | 0,10 |
| Sécurité | 0,05 |
| Masse embarquée | 0,1 |
| Volume embarqué | 0,05 |

En considérant que la durabilité est égale ou supérieure pour les chaînes de traction hybrides, et en appliquant les facteurs d'importance définis dans le Tableau 4.20, la solution de la chaîne de traction triple hybridation avec le pack batteries LTO est celle qui répond le mieux aux besoins. Ce résultat apparaît logique, étant donné que la batterie LTO présente la durée de vie la plus longue parmi les configurations étudiées.

Émissions sur l'ensemble de cycle de vie

Le choix final de la chaîne de traction peut également évoluer en fonction des émissions générées tout au long du cycle de vie du véhicule, fortement influencées par l'efficacité énergétique du véhicule. En effet, bien que ces véhicules électriques n'émettent aucune émission lorsqu'ils sont en fonctionnement, la production de l'énergie nécessaire à leur déplacement génère des émissions.

Dans le cas d'un véhicule 100 % batteries, les émissions liées à la production d'électricité varient considérablement selon le pays où le véhicule est utilisé. Les tracteurs portuaires étudiés sont utilisés en Afrique de l'Est, en Arabie Saoudite et en Nouvelle-Zélande. Selon les données du site [UNI24], la production d'électricité entraîne l'émission de $394 \text{ gCO}_2\text{eq.kWh}^{-1}$ en Afrique de l'Est, de $707 \text{ gCO}_2\text{eq.kWh}^{-1}$ en Arabie Saoudite, et de $549 \text{ gCO}_2\text{eq.kWh}^{-1}$ en Nouvelle-Zélande. Ainsi, l'impact environnemental de l'utilisation d'un véhicule 100 % batteries sera moindre en Afrique de l'Est par rapport à l'Arabie Saoudite.

Dans le cas d'un véhicule à hydrogène, les émissions générées au cours du cycle de vie dépendent fortement de la méthode de production de l'hydrogène. Selon qu'il soit produit par vaporeformage ou par électrolyse, les émissions peuvent être réduites jusqu'à 87 %. Par exemple, en France, l'hydrogène disponible dans les stations génère entre $1,9 \text{ kgCO}_2\text{eq.kgH}_2^{-1}$ et $17,5 \text{ kgCO}_2\text{eq.kgH}_2^{-1}$. La Figure 4.26 illustre la répartition des émissions et les émissions totales liées à la production d'un kWh d'hydrogène, d'après les données de [LUC20].

En prenant en compte les émissions sur l'ensemble du cycle de vie, un nouveau critère doit être ajouté à notre analyse. Ce critère permettra d'évaluer à partir de

4.3. Résultats de simulation et comparaison multicritères

quel moment une configuration de chaîne de traction cumulera plus d'émissions de CO₂eq qu'une autre, en prenant en compte ses émissions initiales liées à la conception de la chaîne de traction. Dans ce contexte, est-ce que les chaînes de traction équipées des packs batteries LFP et LTO resteront les solutions idéales pour une stratégie visant à réduire les impacts environnementaux et sociétaux ?

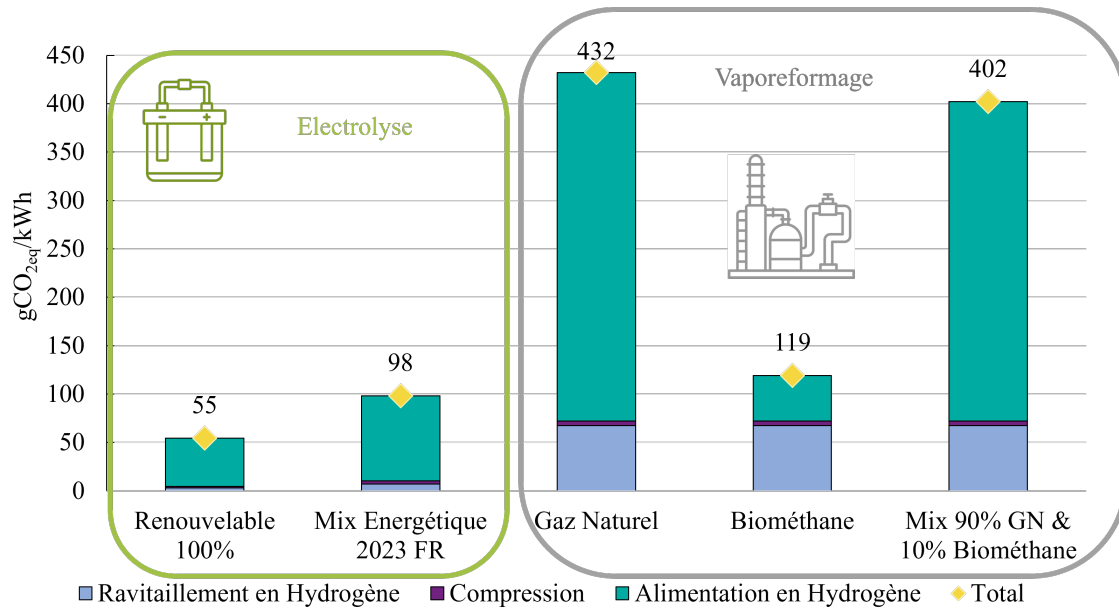


Figure 4.26 – Potentiel de réchauffement global par kWh d'hydrogène produit

4.4. Conclusion

Ce chapitre s'est concentré sur l'application spécifique des chaînes de traction pour un tracteur portuaire, un véhicule dont les cycles d'utilisation présentent une forte variabilité en termes de durée, d'intensité et de fréquence. Ce contexte portuaire exige des solutions performantes et adaptées, tenant compte à la fois des besoins énergétiques fluctuants et des contraintes opérationnelles.

Pour répondre à ces enjeux, plusieurs chaînes de traction ont été modélisées, incluant des solutions 100 % batteries, batteries-hydrogène, ainsi qu'une triple hybridation intégrant des supercondensateurs. Différentes stratégies de gestion d'énergie ont été mises en place pour optimiser l'utilisation des composants énergétiques et garantir une efficacité maximale dans chaque configuration. Ces stratégies ont ensuite été testées à travers des simulations représentant des cycles d'utilisation réalistes.

Les simulations ont révélé des résultats clés. D'une part, les chaînes de traction intégrant des systèmes PEMFC ont permis une réduction notable du potentiel de réchauffement global, notamment dans les configurations avec triple hybridation. D'autre part, la solution 100 % batteries, bien qu'elle présente une efficacité énergétique supérieure, reste limitée par ses coûts plus élevés et un temps de recharge important.

La comparaison multicritères a permis d'identifier les chaînes de traction triple hybridation avec les pack batteries LTO et LFP comme les solutions les mieux adaptées dans le cadre de la stratégie initiale, grâce à des bons compromis entre sécurité, coût, et potentiel de réchauffement global. Cependant, des choix alternatifs peuvent émerger en fonction des priorités, telles que la réduction des coûts ou l'amélioration de l'efficacité énergétique, qui favoriseront d'autres configurations.

Enfin, une réflexion plus poussée a été initiée sur les aspects de durabilité et de complexité de la chaîne. Ces critères, bien que non intégralement modélisés dans cette étude, représentent des facteurs déterminants à prendre en compte dans le choix final. La durabilité des packs batteries et la gestion de la complexité liée à l'ajout de nouveaux composants énergétiques devront faire l'objet d'analyses approfondies pour affiner les choix technologiques futurs. De plus, une analyse des émissions sur l'ensemble du cycle de vie des véhicules doit être menée, afin de déterminer, sur le long terme, quelle configuration de chaîne de traction aura le potentiel de réchauffement global le plus faible.

Conclusion générale

L'objectif principal de cette thèse était de proposer une optimisation de la chaîne de traction combinant un système pile à hydrogène, des batteries et des supercondensateurs pour une application portuaire, tout en intégrant des critères d'éco-conception. Les travaux ont principalement porté sur l'évaluation du potentiel de réchauffement global, l'analyse des impacts sociétaux et la modélisation semi-empirique de différentes configurations possibles, notamment des solutions intégrant une chaîne de traction 100 % batteries, une chaîne batteries-hydrogène, et une solution hybride batteries-hydrogène-supercondensateurs. L'objectif final était de déterminer la configuration la plus adaptée aux besoins spécifiques de l'entreprise. Les solutions proposées dans cette thèse incluent :

1. Une analyse approfondie du potentiel de réchauffement global et des impacts sociétaux et gouvernementaux associés aux différents composants énergétiques de la chaîne de traction.
2. Une modélisation semi-empirique des composants énergétiques (batteries, supercondensateurs, PEMFC), permettant de mieux représenter les comportements des systèmes dans des conditions d'utilisation réelles.
3. La simulation de plusieurs configurations de chaînes de traction, en appliquant des cycles de demande en puissance réels, et en mettant en place des stratégies de gestion d'énergie spécifiques à chaque solution étudiée.
4. Une comparaison multicritères des différentes solutions étudiées, prenant en compte les aspects techniques, économiques, environnementaux et sociétaux, facilitant la prise de décision entre plusieurs configurations de chaînes de traction électrique.

Les résultats finaux montrent que les solutions de triple hybridation, incluant un système à hydrogène de type PEMFC, des supercondensateurs ainsi que des packs batteries LTO ou LFP, sont les plus équilibrées en termes de performances énergétiques, de coûts et d'impact environnemental. Cependant, d'autres configurations peuvent être plus adaptées en fonction des priorités, telles que la réduction des coûts ou l'optimisation de l'efficacité énergétique.

Pour la société GAUSSIN, ces travaux de recherche ont permis d'acquérir une vision plus globale de ses tracteurs portuaires commercialisés, incluant les aspects sociétaux, environnementaux ainsi que technico-économiques. Ils ont également permis de mieux répondre aux appels d'offres du marché, notamment en matière de conformité aux normes environnementales. Ces recherches ont démontré, par la simulation du fonctionnement d'une chaîne de traction électrique-hydrogène sur des cycles d'utilisation réels, l'intérêt de l'intégration d'un système PEMFC dans une application de mobilité lourde. En effet, à travers l'étude multicritères réalisée, l'intégration d'un système PEMFC dans une chaîne de traction électrique présente de nombreux avantages, tels qu'une réduction de plus de 50 % du potentiel de réchauffement global en moyenne, ainsi qu'une diminution du coût d'acquisition. Bien que des études complémentaires, comme l'analyse des émissions sur l'ensemble du cycle de vie, soient encore nécessaires, la société GAUSSIN est désormais mieux

Conclusion générale

positionnée pour guider ses clients dans le choix d'une chaîne de traction adaptée aux besoins spécifiques.

De manière plus générale, les contributions majeures de cette thèse se résument comme suit :

- Définition de l'impact sociétal des principaux composants énergétiques (batteries, systèmes PEMFC, supercondensateurs).
- Développement d'outils graphiques permettant de comparer plusieurs composants énergétiques selon des critères techniques, économiques, sociétaux et gouvernementaux.
- Proposition de représentations énergétiques macroscopiques pour modéliser le comportement des batteries et des supercondensateurs selon des modèles de circuit électrique équivalents.
- Simulation de différentes chaînes de traction électrique et électrique-hydrogène pour un tracteur portuaire et évaluation de leurs performances énergétiques.
- Comparaison multicritères de 12 chaînes de traction électriques, prenant en compte des contraintes sociétales et environnementales.

Publications et contributions personnelles

Ces travaux ont mené à la publication de plusieurs articles scientifiques :

- Articles avec actes dans une conférence internationale (ACTI)
 - Clotilde Robert, Alexandre Ravey, Raphaël Perey, and Daniel Hissel. "Societal Impacts of Batteries in Transportation Frameworks." In *2023 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 01–06, 2023. <https://doi.org/10.1109/VPPC60535.2023.10403128>
 - Clotilde Robert, Alexandre Ravey, Raphael Perey, and Daniel Hissel. "Environmental Impacts of Batteries for Transportation Application According to Different Life Cycle Steps." In *2022 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 6, 2022. <https://doi.org/10.1109/VPPC55846.2022.10003370>
- Articles avec actes d'une conférence nationale (ACTN)
 - Clotilde Robert, Alexandre Ravey, Raphaël Perey, Daniel Hissel. "Répartition de l'impact environnemental des batteries LFP suivant différentes étapes du cycle de vie." *Conférence des Jeunes Chercheurs en Génie Électrique*, Juin 2022, Le Croisic, France. <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03783373>
- Articles dans des revues internationales (ACL)
 - Clotilde Robert, Alexandre Ravey, Raphaël Perey, Daniel Hissel, "Global warming potential and societal-governmental impacts of the hydrogen ecosystem in the transportation sector," *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 66, 2024, Pages 55-65, ISSN 0360-3199. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.04.085>

Conclusion générale

Dans le cadre de ces travaux, plusieurs autres missions ont été menées à bien :

- 80 heures de travaux pratiques ont été dispensées aux étudiants de Master 2 en énergie électrique, portant sur la gestion et l'optimisation des systèmes énergétiques ;
- 16 heures de travaux pratiques ont été données aux étudiants de Master 1 en énergie électrique, axées sur le stockage énergétique ;
- Encadrement annuel d'un projet tuteuré portant sur la caractérisation des batteries ;
- Présentation des travaux de recherche à la Fédération de Recherche Hydrogène du CNRS ;
- Présentation à l'évènement Pint of Science 2022 et organisation de l'édition 2024 de cet évènement ;
- Participation et contribution à l'organisation du parcours pédagogique pour les étudiants du CMI H3E en 2021, 2022 et 2023 ;
- Participation à des actions de vulgarisation et de promotion des sciences auprès des jeunes filles.

Perspectives

Les perspectives de ce travail ouvrent la voie à plusieurs axes de recherche. L'amélioration des modèles de simulation, en intégrant le vieillissement des composants, permettrait de mieux évaluer l'impact de la durabilité dans le processus de sélection d'une chaîne de traction électrique. La prise en compte des phénomènes thermiques, en lien avec la variation des résistances internes des batteries et des supercondensateurs, ainsi qu'un contrôle-commande du circuit de refroidissement du système PEMFC, permettraient d'analyser l'impact de la température sur le fonctionnement du véhicule. Ce point est d'autant plus crucial que les véhicules commercialisés par la société GAUSSIN sont déployés dans plusieurs régions du monde, soumises à des conditions climatiques variées.

L'exploration de nouvelles technologies énergétiques, telles que les batteries solides ou à flux, offrirait des alternatives prometteuses. Il serait pertinent d'étudier les critères environnementaux, sociétaux et technico-économiques de ces technologies émergentes afin de proposer un panel de solutions plus large, et potentiellement plus efficaces, que ce soit d'un point de vue sociétal et environnemental ou d'un point de vue technico-économique, par rapport aux solutions actuelles.

Grâce aux données recueillies au cours de ces travaux de recherche, un outil d'aide à la décision pourrait être développé, regroupant l'ensemble des informations présentées dans ce manuscrit, afin de guider les industriels dans le choix de la chaîne de traction la plus adaptée à leurs besoins et à leur stratégie.

Enfin, ces données pourraient également être exploitées dans le cadre d'un projet de plus grande envergure. En effet, l'utilisation de l'hydrogène dans les applications portuaires représente une opportunité majeure pour créer un écosystème

Conclusion générale

durable. En produisant de l'hydrogène vert, les véhicules électrique-hydrogène pourraient contribuer de manière significative à la décarbonation des activités portuaires, réduisant ainsi le potentiel de réchauffement climatique. De plus, la mise en place d'un tel écosystème, où l'hydrogène serait produit à partir d'énergies renouvelables, comme l'électricité issue de la houle et de l'eau dessalinisée, permettrait au port de diminuer sa dépendance aux importations d'hydrocarbures et de résoudre les problèmes de gouvernance associés à leur utilisation. Une étude plus approfondie pourrait être menée pour évaluer le potentiel environnemental, sociétal et économique d'un tel écosystème.

Bibliographie

- [ACI23] ACI. *ACI Battery Recycling Europe 2023*. Londres, 2023.
- [AGB12] Kréhi Serge AGBLI. « Modélisation multiphysique des flux énergétiques d'un couplage photovoltaïque-électrolyseur PEM-pile à combustible PEM en vue d'une application stationnaire ». fr. Thèse de doct. Université de Franche-Comté ; Université de Cocody (Abidjan, Côte d'Ivoire), 2012.
- [AGE22] Linda AGER-WICK ELLINGSEN et al. « Life cycle assessment of battery electric buses ». In : *Transportation Research Part D : Transport and Environment* 112 (2022), p. 103498. DOI : 10.1016/j.trd.2022.103498.
- [AGO18] Alessandro AGOSTINI et al. « Role of hydrogen tanks in the life cycle assessment of fuel cell-based auxiliary power units ». In : *Applied Energy* 215 (2018), p. 1-12. DOI : 10.1016/j.apenergy.2018.01.095.
- [AI19] Ning AI et al. « U.S. end-of-life electric vehicle batteries : Dynamic inventory modeling and spatial analysis for regional solutions ». In : *Resources, Conservation and Recycling* 145 (2019), p. 208-219. DOI : 10.1016/j.resconrec.2019.01.021.
- [AL 23] Taha AL RAFEI et al. « Genetic Algorithm and Taguchi Method : An Approach for Better Li-Ion Cell Model Parameter Identification ». en. In : *Batteries* 9.2 (fév. 2023), p. 72. DOI : 10.3390/batteries9020072. (Visité le 06/11/2024).
- [ALA23] Bouscayrol ALAIN et al. *Ecole d'été EMR'23*. Lille, France, 2023.
- [ALB21] Levke ALBERTSEN et al. « Circular business models for electric vehicle lithium-ion batteries : An analysis of current practices of vehicle manufacturers and policies in the EU ». In : *Resources, Conservation and Recycling* 172 (2021), p. 105658. DOI : 10.1016/j.resconrec.2021.105658.
- [ALC14] Guven ALCICEK. « Contribution à l'étude du vieillissement et à l'intégration des supercondensateurs dans une chaîne de propulsion électrique haute tension pour des applications véhicule électrique ». These de doctorat. Belfort-Montbéliard, 2014.
- [ALE16] ALEXANDER KABZA. *Fuel Cell Formulary*. 2016.
- [ALS23] ALSTOM. *L'éco-conception - une démarche au service de la mobilité durable*. 2023.

- [AMA13] Shanika AMARAKOON et al. « Application of Life-Cycle Assessment to Nanoscale Technology : Lithium-ion Batteries for Electric Vehicles ». In : *TRID* (2013).
- [AMI23] M. A. AMINUDIN et al. « An overview : Current progress on hydrogen fuel cell vehicles ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 48.11 (2023), p. 4371-4388. DOI : 10.1016/j.ijhydene.2022.10.156.
- [AND20] Miroslav Krasimirov ANDREEV. « An Overview of Supercapacitors as New Power Sources in Hybrid Energy Storage Systems for Electric Vehicles ». In : *2020 XI National Conference with International Participation (ELECTRONICA)*. 2020, p. 1-4. DOI : 10.1109/ELECTRONICA50406.2020.9305104.
- [ARM20] Michel ARMAND et al. « Lithium-ion batteries – Current state of the art and anticipated developments ». In : *Journal of Power Sources* 479 (2020), p. 228708. DOI : 10.1016/j.jpowsour.2020.228708.
- [ARO21] Rudolf ARO et al. « Fluorine mass balance analysis of selected environmental samples from Norway ». In : *Chemosphere* 283 (2021), p. 131200. DOI : 10.1016/j.chemosphere.2021.131200.
- [BAC17] Ines BACCOUCHE et al. « Improved OCV Model of a Li-Ion NMC Battery for Online SOC Estimation Using the Extended Kalman Filter ». In : *Energies* 10.6 (2017), p. 764. DOI : 10.3390/en10060764.
- [BAE11] J. BAERT et al. « Energetic Macroscopic Representation of a hybrid railway powertrain ». In : *2011 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*. 2011, p. 1-6. DOI : 10.1109/VPPC.2011.6043035.
- [BAI21] Hao BAI et al. « System-Level Modeling and Virtual Testing of Fuel Cell Vehicle MobyPost Using Energetic Macroscopic Representation ». In : *2021 IEEE Transportation Electrification Conference & Expo (ITEC)*. Juin 2021, p. 148-153. DOI : 10.1109/ITEC51675.2021.9490044. (Visité le 02/09/2024).
- [BAL24] BALLARD. *FCMoveTM-XD Spec Sheet*. 2024.
- [BAL23] BALLARD. *Technical Note : Recycling PEM Fuel Cells*. Rapp. tech. Canada, 2023.
- [BAM21] Gabriel BAMANA et al. « Addressing the social life cycle inventory analysis data gap : Insights from a case study of cobalt mining in the Democratic Republic of the Congo ». In : *One Earth* 4.12 (2021), p. 1704-1714. DOI : 10.1016/j.oneear.2021.11.007.
- [BAR22] Michele BARBIERI et al. « An Electro-Thermal Model for LFP Cells : Calibration Procedure and Validation ». In : *Energies* 15.7 (2022), p. 2653. DOI : 10.3390/en15072653.
- [BAU17] Manuel BAUMANN et al. « CO2 Footprint and Life-Cycle Costs of Electrochemical Energy Storage for Stationary Grid Applications ». In : *Energy Technology* 5.7 (2017), p. 1071-1083. DOI : 10.1002/ente.201600622.

- [BEN21] Alicia BENITEZ et al. « Ecological assessment of fuel cell electric vehicles with special focus on type IV carbon fiber hydrogen tank ». In : *Journal of Cleaner Production* 278 (2021), p. 123277. DOI : 10.1016/j.jclepro.2020.123277.
- [BER19] Alberto BERRUETA et al. « Supercapacitors : Electrical Characteristics, Modeling, Applications, and Future Trends ». In : *IEEE Access* 7 (2019), p. 50869-50896. DOI : 10.1109/ACCESS.2019.2908558.
- [BIE09] Daniel BIENAIMÉ et al. *Modélisation et caractérisation expérimentale de supercondensateurs dédiés à des applications transports*. Rapp. tech. Université de Lille 1, 2009, p. 46.
- [BLA19] Stéphane BLANCHIN. « Batteries nickel-métal-hydrure (Ni-MH) - Technologie, applications et enjeux ». fr. In : *Ressources énergétiques et stockage* (2019). DOI : 10.51257/a-v1-be8621.
- [BOA24] Festival Godwin BOATENG et al. « The electric vehicle transition : A blessing or a curse for improving extractive industries and mineral supply chains ? » In : *Energy Research & Social Science* 113 (2024), p. 103541. DOI : 10.1016/j.erss.2024.103541.
- [BOU16] BOUIREK ABDELMALEK. *Approche de conception hybride REM-Backstepping de correcteurs*. Rapp. tech. Université du Québec à Trois-Rivières, 2016, p. 107.
- [BOU09a] Loïc BOULON et al. « Modélisation multiphysique des éléments de stockage et de conversion d'énergie pour les véhicules électriques hybrides. Approche systémique pour la gestion d'énergie. » Thèse de doct. Université de Franche-Comté, 2009.
- [BOU09b] Loïc BOULON et al. « Causal Fuel Cell System Model Suitable for Transportation Simulation Applications ». In : *Journal of Fuel Cell Science and Technology* 7.011010 (2009). DOI : 10.1115/1.3005388.
- [BOU08] Loïc BOULON et al. « Multi Physics Model of a Nickel Based Battery Suitable for Hybrid Electric Vehicle Simulation ». In : *Journal of Asian Electric Vehicles* 6 (2008), p. 1175-1179. DOI : 10.4130/jaev.6.1175.
- [BRI22] BRIAN D. JAMES. *Hydrogen Storage Cost Analysis*. 2022.
- [BUT21] José Antonio BUTENEGRO et al. « Recent Progress in Carbon Fiber Reinforced Polymers Recycling : A Review of Recycling Methods and Reuse of Carbon Fibers ». In : *Materials* 14.21 (2021), p. 6401. DOI : 10.3390/ma14216401.
- [CAS21] Davide CASTELVECCHI. « Electric cars and batteries : how will the world produce enough ? » In : *Nature* 596.7872 (2021), p. 336-339. DOI : 10.1038/d41586-021-02222-1.
- [CDC24] CDC. *Climate and Health Resources*. 2024.
- [CHA19] Ching-Chih CHANG et al. « Life cycle assessment of yard tractors using hydrogen fuel at the Port of Kaohsiung, Taiwan ». In : *Energy* 189 (2019), p. 116222. DOI : 10.1016/j.energy.2019.116222.

- [CHA24] Panpan CHANG et al. « Partially graphitized and dense porous carbon for EDLC electrodes with high volumetric performance ». In : *Electrochimica Acta* 477 (2024), p. 143786. DOI : 10.1016/j.electacta.2024.143786.
- [CHE17] Sha CHEN et al. « The Environmental Burdens of Lead-Acid Batteries in China : Insights from an Integrated Material Flow Analysis and Life Cycle Assessment of Lead ». In : *Energies* 10 (2017), p. 1969. DOI : 10.3390/en10121969.
- [CHE19] Yisong CHEN et al. « Life Cycle Assessment of Fuel Cell Vehicles Considering the Detailed Vehicle Components : Comparison and Scenario Analysis in China Based on Different Hydrogen Production Schemes ». In : *Energies* 12.15 (2019), p. 3031. DOI : 10.3390/en12153031.
- [CHR07] Daniela CHRENKO et al. « Fuel Cell System Modeling and Control with Energetic Macroscopic Representation ». In : *2007 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*. 2007, p. 169-174. DOI : 10.1109/ISIE.2007.4374593.
- [CLA18] Church CLARE et al. *Green Conflict Minerals : The fuels of conflict in the transition to a low-carbon economy*. Rapp. tech. IISD, 2018.
- [COM21a] COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE. *Les émissions de gaz à effet de serre du secteur des transports*. Fév. 2021. (Visité le 10/10/2024).
- [COM23] European COMMISSION. *Circular economy : improving design and end-of-life management of cars for more resource-efficient automotive sector*. Text. 2023.
- [COM22] European COMMISSION. *Eurostat : Statistics Explained*. 2022.
- [COM21b] European COMMISSION. *The European Green Deal*. 2021.
- [COM21c] Joint Research Centre (European COMMISSION) et al. *Sustainability aspects of bauxite and aluminium : climate change, environmental, socio economic and circular economy considerations*. LU : Publications Office of the European Union, 2021.
- [CON15] Union of CONCERNED SCIENTISTS. *Cleaner Cars from Cradle to Grave*. Rapp. tech. 2015, p. 54.
- [COR24] MTI CORP. *LiNiCoAlO₂ (NCA) Powder for High Power Li-ion Battery Cathode 200g/bottle (Ni :Co :Al=8.15 :1.5 :0.35) EQ-Lib-LNCA810*. 2024.
- [COU23] Hydrogen COUNCIL et al. *Hydrogen Insights 2023*. Rapp. tech. 2023, p. 23.
- [DAU17] W. R. W. DAUD et al. « PEM fuel cell system control : A review ». In : *Renewable Energy* 113 (2017), p. 620-638. DOI : 10.1016/j.renene.2017.06.027.
- [DEN22] Candusso DENIS et al. *Piles à combustible PEMFC et SOFC - Description et gestion du système*. Techniques de l'ingénieur, 2022.

- [DÉP18] Clément DÉPATURE et al. « Real-Time Backstepping Control for Fuel Cell Vehicle Using Supercapacitors ». In : *IEEE Transactions on Vehicular Technology* 67.1 (jan. 2018), p. 306-314. DOI : 10.1109/TVT.2017.2728823.
- [DI 21] G. DI ILIO et al. « Preliminary design of a fuel cell/battery hybrid powertrain for a heavy-duty yard truck for port logistics ». In : *Energy Conversion and Management* 243 (2021), p. 114423. DOI : 10.1016/j.enconman.2021.114423.
- [DOE22] DOE. *Heavy-Duty Fuel Cell System Cost*. Rapp. tech. DOE, 2022, p. 11.
- [DUE24] DUESENFELD. *Ecofriendly Recycling of Lithium-Ion Batteries*. 2024.
- [DUN21] Jessica DUNN et al. « Circularity of Lithium-Ion Battery Materials in Electric Vehicles ». In : *Environmental Science & Technology* 55.8 (2021), p. 5189-5198. DOI : 10.1021/acs.est.0c07030.
- [ÉCO21] Ministère de la transition ÉCOLOGIQUE. *Chiffres clés du climat : France, Europe et Monde*. Rapp. tech. 2021, p. 91.
- [EIA23] EIA. *Oil and petroleum products explained : Use of oil*. 2023. (Visité le 04/06/2024).
- [ELE24] ELECTRODESANDMORE. *NCM Lithium Nickel Manganese Cobalt oxide cathode material NMC622*. 2024.
- [ELL14] Linda Ager-Wick ELLINGSEN et al. « Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack ». In : *Journal of Industrial Ecology* 18.1 (2014), p. 113-124. DOI : 10.1111/jieec.12072.
- [ELL20] Padget ELLIOT et al. *Automotive Fuel Cell Targets and Status*. 2020.
- [EMI19] Erik EMILSSON et al. *Lithium-Ion Vehicle Battery Production Status 2019 on Energy Use, CO2 Emissions, Use of Metals, Products Environmental Footprint, and Recycling*. 2019. DOI : 10.13140/RG.2.2.29735.70562.
- [EUR22] Parlement EUROPÉEN. *Interdiction de l'UE concernant la vente de voitures neuves à essence et diesel à partir de 2035*. 2022.
- [EVA17] Sara EVANGELISTI et al. « Life cycle assessment of a polymer electrolyte membrane fuel cell system for passenger vehicles ». In : *Journal of Cleaner Production* 142 (2017), p. 4339-4355. DOI : 10.1016/j.jclepro.2016.11.159.
- [FAN23] Tao FAN et al. « Life cycle assessment of electric vehicles' lithium-ion batteries reused for energy storage ». In : *Journal of Energy Storage* 71 (2023), p. 108126. DOI : 10.1016/j.est.2023.108126.
- [FEN18] Xuning FENG et al. « Thermal runaway mechanism of lithium ion battery for electric vehicles : A review ». In : *Energy Storage Materials* 10 (2018), p. 246-267. DOI : 10.1016/j.ensm.2017.05.013.

- [FER20] Carmen M. FERNANDEZ-MARCHANTE et al. « Environmental and Preliminary Cost Assessments of Redox Flow Batteries for Renewable Energy Storage ». In : *Energy Technology* 8.11 (2020), p. 1900914. DOI : 10.1002/ente.201900914.
- [FER22] Ana FERNÁNDEZ-RÍOS et al. « Environmental sustainability of alternative marine propulsion technologies powered by hydrogen - a life cycle assessment approach ». In : *Science of The Total Environment* 820 (2022), p. 153189. DOI : 10.1016/j.scitotenv.2022.153189.
- [FRO13] Kevin FRONCZAK. « Stability Analysis of Switched DC-DC Boost Converters for Integrated Circuits ». Thèse de doct. 2013. DOI : 10.13140/RG.2.1.2646.7606.
- [GAO08] Dawei GAO et al. « Energy management strategy based on fuzzy logic for a fuel cell hybrid bus ». In : *Journal of Power Sources* 185.1 (2008), p. 311-317. DOI : 10.1016/j.jpowsour.2008.06.083.
- [GAR15] J. GARCHE et al. « 5 - Lead-acid batteries for hybrid electric vehicles and battery electric vehicles ». In : *Advances in Battery Technologies for Electric Vehicles*. Woodhead Publishing Series in Energy. Woodhead Publishing, 2015, p. 75-101. DOI : 10.1016/B978-1-78242-377-5.00005-4.
- [GIE23] GIEC. « AR6 Synthesis Report : Climate Change 2023 ». In : *Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat* (2023).
- [GOT23] Gianmarco GOTTARDO et al. « LCA of a Proton Exchange Membrane Fuel Cell Electric Vehicle Considering Different Power System Architectures ». In : *Energies* 16.19 (2023), p. 6782. DOI : 10.3390/en16196782.
- [GRE23] GREGORY KLEEN et al. *Heavy-Duty Fuel Cell System Cost*. Rapp. tech. DOE Hydrogen Program Record, 2023, p. 11.
- [GRI14] Bjørn GRIMSMO. *Life Cycle Assessment of Li-ion Batteries for Electric Vehicles*. Rapp. tech. NTNU, 2014.
- [GRO23] M GROHOL et al. *Study on the Critical Raw Materials for the EU 2023*. Rapp. tech. European Commission, 2023, p. 158.
- [GRO24] Renault GROUP. *Decarbonized mobility : the Renault Group trajectory - Renault Group*. en. 2024.
- [GRO] World Bank GROUP. *Worldwide Governance Indicators*.
- [GUI15] Adrien GUIMET. « New Conductive Protonic Membranes based on Perfluorosulfonic Acids Polymer for Fuel Cell Application ». Thèse de doct. Avr. 2015.
- [GUO23] Lingcong GUO et al. « Development of supercapacitor hybrid electric vehicle ». In : *Journal of Energy Storage* 65 (2023), p. 107269. DOI : 10.1016/j.est.2023.107269.

- [HAN21] M. A. HANNAN et al. « Battery energy-storage system : A review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues ». In : *Journal of Energy Storage* 42 (2021), p. 103023. DOI : 10.1016/j.est.2021.103023.
- [HAO17] Han HAO et al. « GHG Emissions from the Production of Lithium-Ion Batteries for Electric Vehicles in China ». In : *Sustainability* 9.4 (2017), p. 504. DOI : 10.3390/su9040504.
- [HAS21] I. A. HASSAN et al. « Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications : Review, analysis and perspectives ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 149 (2021), p. 111311. DOI : 10.1016/j.rser.2021.111311.
- [HEG21] Rezk HEGAZY et al. « Comparison among various energy management strategies for reducing hydrogen consumption in a hybrid fuel cell/supercapacitor/battery system ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 46.8 (2021), p. 6110-6126. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.195>.
- [HEJ18] Jessica HEJNY. « The Trump Administration and environmental policy : Reagan redux? » In : *Journal of Environmental Studies and Sciences* 8.2 (2018), p. 197-211. DOI : 10.1007/s13412-018-0470-0.
- [HIS21] Daniel HISSEL. *Techniques d'Optimisation*. Rapp. tech. Belfort : UFR STGI, 2021.
- [HOR23] Susanna HORN et al. « Promoting ecodesign implementation : The role and development areas of national public policy ». en. In : *Environmental Policy and Governance* 33.5 (2023), p. 474-488. DOI : 10.1002/eet.2044.
- [HOS19] Eklas HOSSAIN et al. « A Comprehensive Review on Second-Life Batteries : Current State, Manufacturing Considerations, Applications, Impacts, Barriers & Potential Solutions, Business Strategies, and Policies ». In : *IEEE Access* 7 (2019), p. 73215-73252. DOI : 10.1109/ACCESS.2019.2917859.
- [HOU22] Mohamed S. E. HOUACHE et al. « On the Current and Future Outlook of Battery Chemistries for Electric Vehicles—Mini Review ». In : *Batteries* 8.7 (2022), p. 70. DOI : 10.3390/batteries8070070.
- [HOU20] Adnane HOUBBADI. « Optimisation multicritère de la gestion de la recharge d'une flotte de bus électriques ». fr. Thèse de doct. Université de Lyon, jan. 2020. (Visité le 10/12/2024).
- [IEA21] IEA. « Global EV Outlook 2021 ». In : International Energy Agency (2021), p. 101.
- [IEA24] IEA. *Global EV Outlook 2024*. Rapp. tech. 2024, p. 174.
- [IEA22] IEA. *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*. Rapp. tech. 2022, p. 287.

- [IEA18] IEA/OECD. « Global EV Outlook 2018 : Towards cross-modal electrification ». In : (2018), p. 139.
- [ILI21] Giovanni Di ILIO et al. *Assessment of a Hydrogen-Fueled Heavy-Duty Yard Truck for Roll-On and Roll-Off Port Operations*. SAE Technical Paper 2021. Warrendale, PA : SAE International, 2021. DOI : 10.4271/2021-24-0109.
- [IMM21] Eero IMMONEN et al. « Equivalent circuit modeling of a high-energy LTO battery cell for an electric rallycross car ». In : *2021 IEEE 30th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*. 2021, p. 1-5. DOI : 10.1109/ISIE45552.2021.9576401.
- [ISL19] Md. Munirul ISLAM TUSHER et al. « A comparative study of a PEMFC, Battery, Super-capacitor based energy source owing to hybrid vehicle ». In : *2019 International Conference on Sustainable Technologies for Industry 4.0 (STI)*. 2019, p. 1-4. DOI : 10.1109/STI47673.2019.9068061.
- [JAB22] M. Abdul JABBAR et al. « Self-discharge of Supercapacitor under Different Timeframe for Open Circuit Condition ». In : *2022 IEEE 5th International Symposium in Robotics and Manufacturing Automation (ROMA)*. 2022, p. 1-5. DOI : 10.1109/ROMA55875.2022.9915666.
- [JAI09] Manu JAIN et al. « Optimal powertrain component sizing of a fuel cell plug-in hybrid electric vehicle using multi-objective genetic algorithm ». In : *2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*. Nov. 2009, p. 3741-3746. DOI : 10.1109/IECON.2009.5415111. (Visité le 12/12/2024).
- [JIA22] Songyan JIANG et al. « Environmental impacts of hydrometallurgical recycling and reusing for manufacturing of lithium-ion traction batteries in China ». In : *Science of The Total Environment* 811 (2022), p. 152224. DOI : 10.1016/j.scitotenv.2021.152224.
- [JOU16] Marine JOUIN et al. « Degradations analysis and aging modeling for health assessment and prognostics of PEMFC ». In : *Reliability Engineering & System Safety* 148 (2016), p. 78-95. DOI : 10.1016/j.res.2015.12.003.
- [KAN13] Premrudee KANCHANAPIYA et al. « Life cycle assessment of lead acid battery. Case study for Thailand ». In : *Environment Protection Engineering* 39 (2013), p. 101-114. DOI : 10.5277/EPE130108.
- [KAU10] Daniel KAUFMANN et al. *The Worldwide Governance Indicators : Methodology and Analytical Issues*. SSRN Scholarly Paper. Rochester, NY, 2010.
- [KHA24] Hafsa A. KHAN et al. « A comprehensive review on supercapacitors : Their promise to flexibility, high temperature, materials, design, and challenges ». In : *Energy* 295 (2024), p. 131043. DOI : 10.1016/j.energy.2024.131043.

- [KUS21] Lt. Col Pankaj KUSHWAHA. « Review : Li-ion Batteries : Basics, Advancement, Challenges & Applications in Military ». en. In : *International Journal for Research in Applied Science and Engineering Technology* 9.8 (2021), p. 3009-3021. DOI : 10.22214/ijraset.2021.37905.
- [KWA18] Arno KWAVE et al. « Current status and challenges for automotive battery production technologies ». en. In : *Nature Energy* 3.4 (2018), p. 290-300. DOI : 10.1038/s41560-018-0130-3.
- [LAI22] Xin LAI et al. « Critical review of life cycle assessment of lithium-ion batteries for electric vehicles : A lifespan perspective ». In : *eTransportation* 12 (2022), p. 100169. DOI : 10.1016/j.etrans.2022.100169.
- [LAJ14] Walid LAJNEF. « Modélisation des supercondensateurs et évaluation de leur vieillissement en cyclage actif à forts niveaux de courant pour des applications véhicules électriques et hybrides ». Thèse de doct. Bordeaux : Université Sciences et Technologies, 2014.
- [LAM23] Claude LAMY et al. « Principe des piles à combustible Piles à membranes basse température ». In : *Techniques de l'ingénieur Conversion de l'énergie électrique* base documentaire : TIP301WEB.ref. article : d3340 (2023). DOI : 10.51257/a-v2-d3340.
- [LAR09] James LARMINIE et al. *Fuel cell systems explained*. en. 2. Aufl., Nachdruck. Chichester Weinheim : Wiley, 2009.
- [LAV02] Lester B LAVE et al. « An environmental-economic evaluation of hybrid electric vehicles : Toyota's Prius vs. its conventional internal combustion engine Corolla ». In : *Transportation Research* 7.2 (2002), p. 155-162. DOI : 10.1016/S1361-9209(01)00014-1.
- [LE 20a] Thomas LE VARLET et al. « Comparative life cycle assessment of lithium-ion battery chemistries for residential storage ». In : *Journal of Energy Storage* 28 (2020), p. 101230. DOI : 10.1016/j.est.2020.101230.
- [LE 20b] Thomas Benoît LE VARLET et al. « Data for : Comparative life cycle assessment of lithium-ion battery chemistries for residential storage ». In : *Journal of Energy Storage* (2020). DOI : 10.17632/stsjpkw6tm.1.
- [LÈB20] Éléonore LÈBRE et al. « The social and environmental complexities of extracting energy transition metals ». In : *Nature Communications* 11.1 (2020), p. 4823. DOI : 10.1038/s41467-020-18661-9.
- [LI23] Biao LI et al. « Decoupling the roles of Ni and Co in anionic redox activity of Li-rich NMC cathodes ». en. In : *Nature Materials* 22.11 (nov. 2023), p. 1370-1379. DOI : 10.1038/s41563-023-01679-x. (Visité le 20/12/2024).
- [LI18] Huan LI et al. « A novel equivalent consumption minimization strategy for hybrid electric vehicle powered by fuel cell, battery and supercapacitor ». In : *Journal of Power Sources* 395 (2018), p. 262-270. DOI : 10.1016/j.jpowsour.2018.05.078.

- [LI19] Huan LI et al. « Online adaptive equivalent consumption minimization strategy for fuel cell hybrid electric vehicle considering power sources degradation ». In : *Energy Conversion and Management* 192 (2019), p. 133-149. DOI : 10.1016/j.enconman.2019.03.090.
- [LIB18] Jiří LIBICH et al. « Supercapacitors : Properties and applications ». In : *Journal of Energy Storage* 17 (2018), p. 224-227. DOI : 10.1016/j.est.2018.03.012.
- [LIN23] Janie LING-CHIN et al. « Technology roadmap for hydrogen-fuelled transportation in the UK ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* (2023). DOI : 10.1016/j.ijhydene.2023.04.131.
- [LIU18a] Qilin LIU et al. « China's energy revolution strategy into 2030 ». In : *Resources, Conservation and Recycling* 128 (2018), p. 78-89. DOI : 10.1016/j.resconrec.2017.09.028.
- [LIU20] Shuai LIU et al. « Review on reliability of supercapacitors in energy storage applications ». en. In : *Applied Energy* 278 (2020), p. 115436. DOI : 10.1016/j.apenergy.2020.115436.
- [LIU15] Wei LIU et al. « Life cycle assessment of lead-acid batteries used in electric bicycles in China ». In : *Journal of Cleaner Production* 108 (2015), p. 1149-1156. DOI : 10.1016/j.jclepro.2015.07.026.
- [LIU22] Wenhao LIU et al. « An energy management strategy based on genetic algorithm for fuel cell hybrid yard truck ». In : *2022 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*. 2022, p. 852-857. DOI : 10.1109/ICMA54519.2022.9855916.
- [LIU18b] Xuan LIU et al. « The Electrochemical Performance and Applications of Several Popular Lithium-ion Batteries for Electric Vehicles - A Review ». en. In : *Advances in Green Energy Systems and Smart Grid*. Communications in Computer and Information Science. Singapore : Springer, 2018, p. 201-213. DOI : 10.1007/978-981-13-2381-2_19.
- [LIU21] Zehui LIU et al. « Thermal characteristics of ultrahigh power density lithium-ion battery ». In : *Journal of Power Sources* 506 (2021), p. 230205. DOI : 10.1016/j.jpowsour.2021.230205.
- [LOM23] Simone LOMBARDI et al. « Optimal design of an adaptive energy management strategy for a fuel cell tractor operating in ports ». In : *Applied Energy* 352 (2023), p. 121917. DOI : 10.1016/j.apenergy.2023.121917.
- [LOT21] Andrej LOTRIČ et al. « Life-cycle assessment of hydrogen technologies with the focus on EU critical raw materials and end-of-life strategies ». In : *International Journal of Hydrogen Energy*. Hydrogen and Fuel Cells 46.16 (2021), p. 10143-10160. DOI : 10.1016/j.ijhydene.2020.06.190.
- [LUC20] Bodineau LUC et al. *Analyse de cycle de vie relative à l'hydrogène*. Rapp. tech. ADEME, SPHERA, GINGKO 21, 2020, p. 198.

- [MAC21] A. MACIAS et al. « Fuel cell-supercapacitor topologies benchmark for a three-wheel electric vehicle powertrain ». In : *Energy* 224 (2021), p. 120234. DOI : 10.1016/j.energy.2021.120234.
- [MAJ11] Guillaume MAJEAU-BETTEZ et al. « Life Cycle Environmental Assessment of Lithium-Ion and Nickel Metal Hydride Batteries for Plug-In Hybrid and Battery Electric Vehicles ». EN. In : *ACS Publications* (avr. 2011). DOI : 10.1021/es103607c. (Visité le 03/11/2021).
- [MAN24] Luca MANUGUERRA et al. « Eco-design tool to support the design of industrial electric vehicles. The case studies of an electric shuttle and an autonomous mobile robot ». In : *Journal of Industrial Information Integration* 39 (2024), p. 100605. DOI : 10.1016/j.jii.2024.100605.
- [MAN15] Sergio MANZETTI et al. « Electric vehicle battery technologies : From present state to future systems ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 51 (2015), p. 1004-1012. DOI : 10.1016/j.rser.2015.07.010.
- [MAR20] Julio Romel MARTINEZ-BOLANOS et al. « Economic feasibility of battery energy storage systems for replacing peak power plants for commercial consumers under energy time of use tariffs ». In : *Journal of Energy Storage* 29 (2020), p. 101373. DOI : 10.1016/j.est.2020.101373.
- [MAT19] Cossutta MATTEO et al. « A comparative life cycle assessment of graphene and activated carbon in a supercapacitor application — Elsevier Enhanced Reader ». In : *Journal of Cleaner Production* 242 (2019), p. 10. DOI : 10.1016/j.jclepro.2019.118468.
- [MAY18] Geoffrey J. MAY et al. « Lead batteries for utility energy storage : A review ». In : *Journal of Energy Storage* 15 (2018), p. 145-157. DOI : 10.1016/j.est.2017.11.008.
- [MCM12] M. C. MCMANUS. « Environmental consequences of the use of batteries in low carbon systems : The impact of battery production ». In : *Applied Energy*. (1) Green Energy ; (2) Special Section from papers presented at the 2nd International Energy 2030 Conf 93 (2012), p. 288-295. DOI : 10.1016/j.apenergy.2011.12.062.
- [MEL09] Agustin MELERO-PEREZ et al. « Fuzzy Logic energy management strategy for Fuel Cell/Ultracapacitor/Battery hybrid vehicle with Multiple-Input DC/DC converter ». In : *2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*. 2009, p. 199-206. DOI : 10.1109/VPPC.2009.5289851.
- [MIN19] Henry MINIGUANO et al. « A General Parameter Identification Procedure Used for the Comparative Study of Supercapacitors Models ». In : *Energies* 12.9 (2019), p. 1776. DOI : 10.3390/en12091776.
- [MOH20] Marit MOHR et al. « Toward a cell-chemistry specific life cycle assessment of lithium-ion battery recycling processes ». In : *Journal of Industrial Ecology* 24.6 (2020), p. 1310-1322. DOI : 10.1111/jiec.13021.

- [MOR21] Antonio MORANDI et al. « Characterization and Model Parameters of Large Commercial Supercapacitor Cells ». In : *IEEE Access* 9 (2021), p. 20376-20390. DOI : 10.1109/ACCESS.2021.3053626.
- [MOR23] Mitja MORI et al. « Life cycle sustainability assessment of a proton exchange membrane fuel cell technology for ecodesign purposes ». In : *International Journal of Hydrogen Energy*. Integrated Hydrogen Energy Systems 48.99 (2023), p. 39673-39689. DOI : 10.1016/j.ijhydene.2023.05.255.
- [MOR15] Masayuki MORIMOTO. « Which is the First Electric Vehicle? » In : *Electrical Engineering in Japan* 192.2 (2015), p. 31-38. DOI : 10.1002/eej.22550.
- [NHT24] NHTSA. *Corporate Average Fuel Economy*. 2024.
- [NKO24] NKON. *Panasonic NCR18650B 3350mAh - 6.7A - 18650*. 2024.
- [NPR24] NPROXX. *Type 4 pressure vessels for hydrogen storage*. 2024.
- [OGU21] Emmanuel OGUNGBEMI et al. « Review of operating condition, design parameters and material properties for proton exchange membrane fuel cells ». en. In : *International Journal of Energy Research* 45.2 (2021), p. 1227-1245. DOI : 10.1002/er.5810.
- [OLA22] A.G. OLABI et al. « Novel Trends in Proton Exchange Membrane Fuel Cells ». In : *Energies* 15 (2022), p. 4949. DOI : <https://doi.org/10.3390/en15144949>.
- [ORG18] World Health ORGANIZATION. *COP24 SPECIAL REPORT : Health and Climate Change*. Rapp. tech. 2018, p. 74.
- [PAR20] Jinhyeong PARK et al. « Integrated Approach Based on Dual Extended Kalman Filter and Multivariate Autoregressive Model for Predicting Battery Capacity Using Health Indicator and SOC/SOH ». In : *Energies* 13.9 (2020), p. 2138. DOI : 10.3390/en13092138.
- [PAR22] European PARLEMENT. « Social and environmental impacts of mining activities in the EU ». In : *Policy Department for Citizens' Rights and Constitutional Affairs* (2022), p. 83.
- [PAR24] International Carbon Action PARTNERSHIP. *China National ETS*. 2024.
- [PEH01] Martin PEHNT. « Life-cycle assessment of fuel cell stacks ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 26.1 (2001), p. 91-101. DOI : 10.1016/S0360-3199(00)00053-7.
- [PELL21] R PELL et al. « Comparative Life Cycle Assessment Study of Solid State and Lithium-ion Batteries for electric vehicle application in Europe ». In : The European Federation for Transport and Environment (2021).
- [PET17] Jens F. PETERS et al. « The environmental impact of Li-Ion batteries and the role of key parameters – A review ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67 (2017), p. 491-506. DOI : 10.1016/j.rser.2016.08.039.

- [PIZ21] Victor PIZARRO-CARMONA et al. « GA-based approach to optimize an equivalent electric circuit model of a Li-ion battery-pack ». In : *Expert Systems with Applications* 172 (juin 2021), p. 114647. DOI : 10.1016/j.eswa.2021.114647. (Visité le 12/12/2024).
- [POI21] J.-P. POIROT-CROUVEZIER. *Transport électrique routier – Véhicules à pile à combustible*. Ingénierie des transports. Techniques de l'ingénieur, 2021.
- [POP23] Jan-Linus POPIEN et al. « Comparative sustainability assessment of lithium-ion, lithium-sulfur, and all-solid-state traction batteries ». In : *The International Journal of Life Cycle Assessment* 28.4 (2023), p. 462-477. DOI : 10.1007/s11367-023-02134-4.
- [POP24] Jan-Linus POPIEN et al. « Design of battery supply chains under consideration of environmental and socio-economic criteria ». In : *Procedia CIRP*. 31st CIRP Conference on Life Cycle Engineering 122 (2024), p. 127-132. DOI : 10.1016/j.procir.2024.01.018.
- [POR21] Jason PORZIO et al. « Life-Cycle Assessment Considerations for Batteries and Battery Materials ». In : *Advanced Energy Materials* 11.33 (2021), p. 2100771. DOI : 10.1002/aenm.202100771.
- [PRA23] Anchasa PRAMUANJAROENKIJ et al. « The fuel cell electric vehicles : The highlight review ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 48.25 (2023), p. 9401-9425. DOI : 10.1016/j.ijhydene.2022.11.103.
- [PRO21] Alma PROJECT. *Alma*. 2021.
- [QUA22] Jiawei QUAN et al. « Comparative life cycle assessment of LFP and NCM batteries including the secondary use and different recycling technologies ». en. In : *Science of The Total Environment* 819 (2022), p. 153105. DOI : 10.1016/j.scitotenv.2022.153105.
- [RAE22] Kouta RAED. *Ingénierie Robuste et plans d'expérience*. UTBM, Belfort., 2022.
- [RAJ16] Mahdi RAJABZADEH et al. « Dynamic modeling and nonlinear control of fuel cell vehicles with different hybrid power sources ». en. In : *International Journal of Hydrogen Energy* 41.4 (2016), p. 3185-3198. DOI : 10.1016/j.ijhydene.2015.12.046.
- [RAV12] Alexandre RAVEY. « Design and control strategy of powertrain in hybrid electric vehicles ». en. Thèse de doct. Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, déc. 2012. (Visité le 07/09/2024).
- [REV21] Geoffrey REVERDIAU et al. « Will there be enough platinum for a large deployment of fuel cell electric vehicles ? » In : *International Journal of Hydrogen Energy* 46.79 (2021), p. 39195-39207. DOI : 10.1016/j.ijhydene.2021.09.149.
- [RIZ21] Margherita RIZZU et al. « Impacts of soil and water fluoride contamination on the safety and productivity of food and feed crops : A systematic review ». In : *Science of The Total Environment* 787 (2021), p. 147650. DOI : 10.1016/j.scitotenv.2021.147650.

- [RUD21] Thomas RUDOLF et al. « Toward Holistic Energy Management Strategies for Fuel Cell Hybrid Electric Vehicles in Heavy-Duty Applications ». In : *Proceedings of the IEEE* 109.6 (juin 2021), p. 1094-1114. DOI : 10.1109/JPROC.2021.3055136.
- [RUE21] C. RUEDA PANCHANO. « Power Dense Converters for Future Transport Systems ». Thèse de doct. 2021.
- [SAE14] SAE INTERNATIONAL TECHNICAL STANDARD. *Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles*. en. 2014. DOI : 10.4271/J2601_201407.
- [SAE17] Pierre SAENGER. « Optimisation et gestion d'énergie d'un système hybride électrique embarqué ». These de doctorat. Université Bourgogne Franche-Comté, 2017.
- [SAL20] Tareq SALAMEH et al. « Comparative life cycle assessment for PEMFC stack including fuel storage materials in UAE ». In : *2020 Advances in Science and Engineering Technology International Conferences (ASET)*. 2020, p. 1-5. DOI : 10.1109/ASET48392.2020.9118189.
- [SAM24] SAMATERIALS. *Lithium Manganese Oxide Powder*. 2024.
- [SHA14] Omar Z. SHARAF et al. « An overview of fuel cell technology : Fundamentals and applications ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 32 (2014), p. 810-853. DOI : 10.1016/j.rser.2014.01.012.
- [SHI23] Yi SHI et al. « Social life cycle assessment of lithium iron phosphate battery production in China, Japan and South Korea based on external supply materials ». In : *Sustainable Production and Consumption* 35 (2023), p. 525-538. DOI : 10.1016/j.spc.2022.11.021.
- [SHU21] Xiong SHU et al. « Life-cycle assessment of the environmental impact of the batteries used in pure electric passenger cars ». In : *Energy Reports* 7 (2021), p. 2302-2315. DOI : 10.1016/j.egyr.2021.04.038.
- [ŠIM21] Zvonimir ŠIMIĆ et al. « Battery energy storage technologies overview ». In : *International Journal of Electrical and Computer Engineering Systems* 12.1 (2021), p. 53-65. DOI : 10.32985/ijeces.12.1.6.
- [SIR18] Clément SIRET et al. *Product Environmental Footprint Category Rules for High Specific Energy Rechargeable Batteries for Mobile Applications*. 2018.
- [SOL11] Javier SOLANO et al. « Practical Control Structure and Energy Management of a Testbed Hybrid Electric Vehicle ». In : *IEEE Transactions on Vehicular Technology - IEEE TRANS VEH TECHNOL* 60 (2011), p. 4139-4152. DOI : 10.1109/TVT.2011.2169821.
- [SOL10] Javier SOLANO et al. « Practical Control Structure of a heavy duty hybrid electric vehicle ». In : 2010, p. 1-8. DOI : 10.1109/VPPC.2010.5729125.

- [SOL12] Javier SOLANO MARTÍNEZ et al. « A survey-based type-2 fuzzy logic system for energy management in hybrid electrical vehicles ». In : *Information Sciences* 190 (2012), p. 192-207. DOI : 10.1016/j.ins.2011.12.013.
- [SOO21] Vi Kie SOO et al. « The Effects of Technological Changes on Material Circularity ». In : *Procedia CIRP*. The 28th CIRP Conference on Life Cycle Engineering, March 10 – 12, 2021, Jaipur, India 98 (2021), p. 37-42. DOI : 10.1016/j.procir.2021.01.002.
- [STA20a] Daniele STAMPATORI et al. « Li-Ion Batteries : A Review of a Key Technology for Transport Decarbonization ». In : *Energies* 13.10 (2020), p. 2638. DOI : 10.3390/en13102638.
- [STA20b] Ewelina STANISZEWSKA et al. « Eco-design processes in the automotive industry ». In : *Production Engineering Archives* 26.4 (2020), p. 131-137. DOI : 10.30657/pea.2020.26.25.
- [STE21] Marija STERJOVA et al. « Battery Energy Storage Systems and Technologies : A review ». In : *ETIMA* 1.1 (2021), p. 95-104.
- [STE19] André STERNBERG et al. *Greenhouse gas emissions for battery electric and fuel cell electric vehicles with ranges over 300 kilometers*. 2019.
- [STO16] STOCKHOLM RESILIENCE CENTRE. *The SDGs wedding cake*. text. 2016. (Visité le 14/09/2024).
- [STR18] Ana-Irina STROE et al. « Influence of Battery Parametric Uncertainties on the State-of-Charge Estimation of Lithium Titanate Oxide-Based Batteries ». In : *Energies* 11.4 (2018), p. 795. DOI : 10.3390/en11040795.
- [STR19] Rok STROPNIK et al. « Critical materials in PEMFC systems and a LCA analysis for the potential reduction of environmental impacts with EoL strategies ». In : *Energy Science & Engineering* 7.6 (2019), p. 2519-2539. DOI : 10.1002/ese3.441.
- [SU21] Ying SU et al. « Review of the Hydrogen Permeability of the Liner Material of Type IV On-Board Hydrogen Storage Tank ». In : *World Electric Vehicle Journal* 12.3 (2021), p. 130. DOI : 10.3390/wevj12030130.
- [SUP24] MSE SUPPLIES. *MSE PRO Lithium Iron Phosphate LiFePO₄ LFP Cathode Powder 500g*. po. 2024.
- [SYM24] SYMBIO. *Innovation de pointe*. 2024.
- [SZW22] SZWESTART. *Download Datasheets of NCM and LTO Battery Modules*. 2022.
- [TAB21] Romain TABUSSE et al. « Characterizing Aging of Lithium-ion Batteries during Long-term Test Campaigns for Transport Applications ». In : 2021, p. 1-7. DOI : 10.1109/EVER52347.2021.9456604.

- [TAG16] Carla TAGLIAFERRI et al. « Life cycle assessment of future electric and hybrid vehicles : A cradle-to-grave systems engineering approach ». In : *Chemical Engineering Research and Design* 112 (2016), p. 298-309. DOI : 10.1016/j.cherd.2016.07.003.
- [TAR24] Brian TARROJA et al. « Overcoming barriers to improved decision-making for battery deployment in the clean energy transition ». In : *iScience* 27.6 (2024). DOI : 10.1016/j.isci.2024.109898.
- [TCH24] Nicolas TCHERTCHIAN et al. « Ecodesign approach for complex systems – Electric Vehicle case study ». In : *Procedia CIRP*. 31st CIRP Conference on Life Cycle Engineering 122 (jan. 2024), p. 1006-1011. DOI : 10.1016/j.procir.2024.02.035. (Visité le 13/09/2024).
- [TEC17] Skeleton TECHNOLOGIES. *Instructions for Testing of Skeleton Technologies' Ultracapacitors*. Rapp. tech. Germany, 2017, p. 4.
- [TEK04] Mestan TEKIN. « Contribution à l'optimisation énergétique d'un système pile à combustible embarqué ». These de doctorat. Besançon, 2004.
- [TEL21] Miriam M. TELLEZ-CRUZ et al. « Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEMFCs) : Advances and Challenges ». In : *Polymers* 13.18 (2021), p. 3064. DOI : 10.3390/polym13183064.
- [THA21] Rushali R. THAKKAR. « Electrical Equivalent Circuit Models of Lithium-ion Battery ». In : *Management and Applications of Energy Storage Devices*. IntechOpen, 2021. DOI : 10.5772/intechopen.99851.
- [THI89] THIERRY DESTOOP. *Compresseurs volumétriques*. Techniques de l'ingénieur. Génie Mécanique. 1989.
- [THI19] Christian THIES et al. « Assessment of social sustainability hotspots in the supply chain of lithium-ion batteries ». In : *Procedia CIRP*. 26th CIRP Conference on Life Cycle Engineering (LCE) Purdue University, West Lafayette, IN, USA May 7-9, 2019 80 (2019), p. 292-297. DOI : 10.1016/j.procir.2018.12.009.
- [THO09] Phatiphat THOUNTHONG et al. « Energy management of fuel cell/-battery/supercapacitor hybrid power source for vehicle applications ». In : *Journal of Power Sources*. Scientific Advances in Fuel Cell Systems 193.1 (août 2009), p. 376-385. DOI : 10.1016/j.jpowsour.2008.12.120.
- [TRA21] Manh-Kien TRAN et al. « A comprehensive equivalent circuit model for lithium-ion batteries, incorporating the effects of state of health, state of charge, and temperature on model parameters ». In : *Journal of Energy Storage* 43 (2021), p. 103252. DOI : 10.1016/j.est.2021.103252.
- [TRA22] Ministère de la TRANSITION ÉCOLOGIQUE. *La mobilité bas-carbone : choix technologiques, enjeux matières et opportunités industrielles*. Rapp. tech. 2022, p. 172.

- [TRA17] Ministère de la TRANSITION ÉCOLOGIQUE. *Observatoire de la concurrence 2015*. Rapp. tech. Paris : Direction générale de l'Aviation civile, 2017, p. 35.
- [TRA18] Ministère de la TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE. *Information GES des prestations de transport*. 2018.
- [TRA24] European Federation for TRANSPORT AND ENVIRONMENT. *Le Parlement européen approuve la loi sur la réduction des émissions de CO₂ des poids lourds*. Avr. 2024. (Visité le 10/10/2024).
- [TYT13] Jan TYTGAT. « The Recycling Efficiency of Li-ion EV batteries according to the European Commission Regulation, and the relation with the End-of-Life Vehicles Directive recycling rate ». In : *World Electric Vehicle Journal* 6.4 (2013), p. 1039-1047. DOI : 10.3390/wevj6041039.
- [UNI22] UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES. *IEEE VTS Motor Vehicle Challenge 2022 - UQTR*. fr. 2022. (Visité le 12/09/2024).
- [UNI24] UNIVERSITY OF OXFORD et al. *Carbon intensity of electricity generation*. 2024. (Visité le 22/09/2024).
- [URB23] Edwin URBANO et al. *Accelerated stress test representing the ageing of a PEM water electrolyzer*. Poster. Besançon, France, juin 2023.
- [USA21] Lorenzo USAI et al. « Life cycle assessment of fuel cell systems for light duty vehicles, current state-of-the-art and future impacts ». In : *Journal of Cleaner Production* 280 (2021), p. 125086. DOI : 10.1016/j.jclepro.2020.125086.
- [VER23] María L. VERA et al. « Environmental impact of direct lithium extraction from brines ». In : *Nature Reviews Earth & Environment* 4.3 (2023), p. 149-165. DOI : 10.1038/s43017-022-00387-5.
- [VIC21] L. VICHARD et al. « A method to estimate battery SOH indicators based on vehicle operating data only ». In : *Energy* 225 (2021), p. 120235. DOI : 10.1016/j.energy.2021.120235.
- [VIC19] Loic VICHARD. « Contribution à l'étude du vieillissement des composants batterie et pile à combustible en usage réel ». fr. Thèse de doct. Université Bourgogne Franche-Comté, 2019.
- [WAG22] Ronja WAGNER-WENZ et al. « Recycling routes of lithium-ion batteries : A critical review of the development status, the process performance, and life-cycle environmental impacts ». In : *MRS Energy & Sustainability* (2022). DOI : 10.1557/s43581-022-00053-9.
- [WAN23] Bei WANG et al. « A review of the port carbon emission sources and related emission reduction technical measures ». In : *Environmental Pollution* 320 (2023), p. 121000. DOI : 10.1016/j.envpol.2023.121000.
- [WAN22a] Jie WANG et al. « Deep reinforcement learning based energy management strategy for fuel cell/battery/supercapacitor powered electric vehicle ». In : *Green Energy and Intelligent Transportation* 1.2 (2022), p. 100028. DOI : 10.1016/j.geits.2022.100028.

- [WAN24a] Jingrong WANG et al. « A physics-informed neural network approach to parameter estimation of lithium-ion battery electrochemical model ». In : *Journal of Power Sources* 621 (nov. 2024), p. 235271. DOI : 10.1016/j.jpowsour.2024.235271. (Visité le 06/11/2024).
- [WAN22b] Mengmeng WANG et al. « Recycling of lithium iron phosphate batteries : Status, technologies, challenges, and prospects ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 163 (2022), p. 112515. DOI : 10.1016/j.rser.2022.112515.
- [WAN24b] Tianhong WANG et al. « Energy Management Strategy Based on Optimal System Operation Loss for a Fuel Cell Hybrid Electric Vehicle ». In : *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 71.3 (mars 2024), p. 2650-2661. DOI : 10.1109/TIE.2023.3269477.
- [WEI13] BP WEIDEMA et al. *Data quality guideline for theecoinvent database version 3*. en. Rapp. tech. St. Gallen : The ecoinvent Centre, 2013.
- [WOL21] Sebastian WOLFF et al. « Multi-disciplinary design optimization of life cycle eco-efficiency for heavy-duty vehicles using a genetic algorithm ». In : *Journal of Cleaner Production* 318 (2021), p. 128505. DOI : 10.1016/j.jclepro.2021.128505.
- [XU22] Chengjian XU et al. « Future greenhouse gas emissions of automotive lithium-ion battery cell production ». In : *Resources, Conservation and Recycling* 187 (2022), p. 106606. DOI : 10.1016/j.resconrec.2022.106606.
- [XU20] Jiamin XU et al. « Modelling and control of vehicle integrated thermal management system of PEM fuel cell vehicle ». In : *Energy* 199 (2020), p. 117495. DOI : 10.1016/j.energy.2020.117495.
- [YAN18] Yongxia YANG et al. « Selective recovery of lithium from spent lithium iron phosphate batteries : a sustainable process ». In : *Green Chemistry* 20.13 (2018), p. 3121-3133. DOI : 10.1039/C7GC03376A.
- [YU24] Zhanglong YU et al. « Understanding the combustion behavior of electric bicycle batteries and unveiling its relationship with fire extinguishing ». In : *Journal of Energy Chemistry* 91 (2024), p. 609-618. DOI : 10.1016/j.jechem.2024.01.005.
- [YUA19] YUASA. *Yuasa Technical Datasheet*. 2019.
- [YUD22] Ryutaka YUDHISTIRA et al. « A comparative life cycle assessment of lithium-ion and lead-acid batteries for grid energy storage ». In : *Journal of Cleaner Production* 358 (2022), p. 131999. DOI : 10.1016/j.jclepro.2022.131999.
- [ZAN11] Majid ZANDI et al. « Energy Management of a Fuel Cell/Supercapacitor/Battery Power Source for Electric Vehicular Applications ». In : *Vehicular Technology, IEEE Transactions on* 60 (2011), p. 433-443. DOI : 10.1109/TVT.2010.2091433.

- [ZHA20a] Cheng ZHANG et al. « An optimization framework of electric vehicle (EV) batteries for product eco-design ». In : *Procedia CIRP*. 27th CIRP Life Cycle Engineering Conference (LCE2020) 90 (2020), p. 366-371. DOI : 10.1016/j.procir.2020.01.081.
- [ZHA18] Ruifeng ZHANG et al. « Study on the Characteristics of a High Capacity Nickel Manganese Cobalt Oxide (NMC) Lithium-Ion Battery—An Experimental Investigation ». en. In : *Energies* 11.9 (2018), p. 2275. DOI : 10.3390/en11092275.
- [ZHA20b] Zehui ZHANG et al. « Real-Time Optimization Energy Management Strategy for Fuel Cell Hybrid Ships Considering Power Sources Degradation ». In : *IEEE Access* 8 (2020), p. 87046-87059. DOI : 10.1109/ACCESS.2020.2991519.
- [ZHO19] Yang ZHOU et al. « A survey on driving prediction techniques for predictive energy management of plug-in hybrid electric vehicles ». In : *Journal of Power Sources* 412 (2019), p. 480-495. DOI : 10.1016/j.jpowsour.2018.11.085.
- [ZWO19] Peggy ZWOLINSKI et al. « An agile model for the eco-design of electric vehicle Li-ion batteries ». In : *CIRP Annals* 68.1 (2019), p. 161-164. DOI : 10.1016/j.cirp.2019.04.009.

Annexe A

Utilisation de l'indicateur sur la qualité des données

La référence [WEI13] présente les lignes directrices relatives à la qualité des données pour la version 3 de la base de données ecoinvent. Développé par le Centre suisse pour les inventaires du cycle de vie, ce document décrit les modèles de systèmes utilisés pour l'analyse de cycle de vie ainsi que les méthodes de validation et de revue des données. Ces lignes directrices visent à renforcer la cohérence et la transparence des données, soutenant ainsi des évaluations environnementales fiables et robustes.

Les valeurs de la matrice de pedigree sont définies pour chaque indicateur de qualité des données, tels que la fiabilité, l'exhaustivité, la corrélation temporelle, la corrélation géographique et la corrélation technologique. Chaque indicateur est divisé en cinq niveaux de qualité, auxquels sont attribués des scores variant de 1 à 5. Ces scores sont associés à des distributions normales avec une moyenne de zéro, et les variances correspondantes sont déterminées en fonction de l'expertise. Cette approche permet de quantifier l'incertitude additionnelle en fonction de la qualité des données et de l'intégrer à l'incertitude globale calculée.

Un exemple est donné avec la référence [MAJ11]. En se basant sur la matrice de pedigree (tableau A.1) et sur les valeurs des incertitudes définies dans le tableau 2.7 du chapitre 2, les indicateurs de qualité sont estimés comme suit :

- Incertitude basique : 0,0006 (relatif à l'étude des émissions de CO_{2eq}, voir Chapitre 2 pour plus de détails) ;
- Fiabilité : 0 (score 1 dans la matrice de pedigree) ;
- Exhaustivité : 0,0001 (score 2 dans la matrice de pedigree) ;
- Corrélation temporelle : 0,008 (score 3 dans la matrice de pedigree) ;
- Corrélation géographique : 0,00005 (score 2 dans la matrice de pedigree) ;
- Corrélation technologique : 0,12 (score 5 dans la matrice de pedigree).

L'incertitude totale pour cette référence, calculée par rapport à l'étude menée dans cette thèse, est de 0,36, selon l'équation 2.2.

En prenant comme exemple l'ensemble des références étudiées pour la batterie LFP, l'incertitude générale pour cet ensemble est calculée à 1,17, conformément à l'équation 2.3. En considérant cette incertitude et la variance observée parmi les résultats des références, l'incertitude générale sur le potentiel de réchauffement global total des batteries LFP est estimée à $\pm 58,60 \text{ kgCO}_{2eq} \cdot \text{kWh}^{-1}$.

Tableau A.1. Matrice de Pedigree utilisée pour évaluer la qualité des données [WEI13]

| Score de l'indicateur | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 (par défaut) |
|-----------------------|--|---|--|--|---|
| Fiabilité | Données vérifiées (<i>par des mesures</i>) | Données vérifiées partiellement basées sur des hypothèses ou données non vérifiées mais basées sur des mesures | Données non vérifiées mais partiellement basées sur des estimations qualifiées | Estimation qualifiée (<i>par un expert industriel</i>) | Estimation non qualifiée |
| Exhaustivité | Données représentatives de tous les sites pertinents pour le marché étudié, sur une période adéquate pour lisser les fluctuations normales | Données représentatives de plus de 50% des sites pertinents pour le marché étudié, sur une période adéquate pour lisser les fluctuations normales | Données représentatives provenant uniquement de quelques sites (<50%) pertinents pour le marché étudié ou provenant de plus de 50% des sites mais pour des périodes plus courtes | Données représentatives d'un seul site ou de certains sites pour des périodes plus courtes | Représentativité inconnue ou données issues d'un petit nombre de sites et de périodes courtes |

Suite à la page suivante

| Score de l'indicateur | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 (par défaut) |
|----------------------------------|---|--|---|---|---|
| Corrélation temporelle | Moins de 3 ans d'écart par rapport à la période des données | Moins de 6 ans d'écart par rapport à la période des données | Moins de 10 ans d'écart par rapport à la période des données | Moins de 15 ans d'écart par rapport à la période des données | Données dont l'âge est inconnu ou ayant plus de 15 ans d'écart par rapport à la période des données |
| Corrélation géographique | Données provenant de la zone géographique étudiée | Données moyennes provenant d'une zone plus large incluant la zone étudiée | Données provenant d'une zone aux conditions de production similaires | Données provenant d'une zone aux conditions de production légèrement similaires | Données provenant d'une zone inconnue ou d'une zone très différente (par exemple, Amérique du Nord au lieu du Moyen-Orient) |
| Corrélation technologique | Données provenant d'entreprises, de processus et de matériaux étudiés | Données provenant de processus et de matériaux similaires mais d'entreprises différentes | Données provenant de processus et de matériaux similaires mais utilisant des technologies différentes | Données provenant de processus ou matériaux similaires | Données provenant de processus ou matériaux en laboratoire ou utilisant des technologies différentes |

Annexe B

Illustration de la méthode pour la détermination des impacts sociétaux

2.1. Normalisation de l'indice d'Herfindahl-Hirschmann (IHH)

L'indice d'Herfindahl-Hirschman (IHH) est initialement exprimé sur une échelle allant de 0 à 10 000 et permet d'évaluer le niveau de concentration d'un marché donné. Les valeurs obtenues se traduisent comme suit :

- $IHH < 1000$: faible risque de concentration du marché,
- $1000 \leq IHH \leq 2000$: risque modéré,
- $IHH > 2000$: risque élevé.

Pour faciliter la comparaison avec d'autres impacts sociétaux, les valeurs de l'IHH ont été normalisées sur une échelle de 0 à 5. La conversion adoptée est la suivante :

- $0 < IHH \leq 500$: *normalisé dans l'intervalle* $]0; 1]$,
- $500 < IHH \leq 1000$: *normalisé dans l'intervalle* $]1; 2]$,
- $1000 < IHH \leq 1500$: *normalisé dans l'intervalle* $]3; 4]$,
- $1500 < IHH \leq 2000$: *normalisé dans l'intervalle* $]4; 5]$,
- $2000 < IHH \leq 10000$: *normalisé dans l'intervalle* $]2; 3]$.

Par exemple, pour normaliser un indice IHH de 2538 (correspondant à la production de titane en Afrique), la formule suivante est appliquée :

$$x_{\text{norm}} = \frac{IHH - 2000}{10000 - 2000} + 2 \quad (\text{B.1})$$

Ainsi, x_{norm} représente la valeur normalisée de l'IHH sur une échelle de 2 à 3.

Tableau B.1. Impacts sociétaux en Amérique du Sud pour l'extraction du Titane, déterminés à la lecture de la Figure B.1

| Pays | Vulnérabilité sociale | Utilisation des terres | Impact sur les communautés |
|----------|-----------------------|------------------------|----------------------------|
| Brésil | 3 | 3 | 1 |
| Colombie | 3 | 3 | 1 |
| Équateur | 3 | 3 | 1 |
| Bolivie | 3 | 2 | 1 |
| Pérou | 3 | 2 | 3 |

Tableau B.2. Répartition de la production et impacts sociétaux par continent

| Continent | Répartition de la production | Vulnérabilité sociale | Utilisation des terres | Impact sur les communautés |
|------------------|------------------------------|-----------------------|------------------------|----------------------------|
| Afrique | 54,3 % | 5,00 | 1,83 | 3,00 |
| Asie | 9,1 % | 2,76 | 1,05 | 2,76 |
| Europe | 17,2 % | 1,30 | 1,90 | 4,30 |
| Amérique du Nord | 8,1 % | 3,13 | 3,75 | 2,50 |
| Océanie | 10,9 % | 1,25 | 1,25 | 1,25 |
| Amérique du Sud | 0,5 % | 5,00 | 4,00 | 1,00 |
| Monde | 100 % | 3,60 | 1,88 | 2,96 |

Tableau B.3. Répartition de la production mondiale et régionale, et WGI pour l'Amérique du Sud

| Pays | Répartition de la production régionale (%) | Répartition de la production mondiale (%) | WGI |
|----------|--|---|------|
| Brésil | 0,45 | 99,38 | 2,76 |
| Colombie | 0,0002 | 0,05 | 2,73 |
| Équateur | 0,0002 | 0,04 | 2,83 |
| Bolivie | 0,0007 | 0,15 | 3,22 |
| Pérou | 0,002 | 0,38 | 2,76 |

L'IHH est tout d'abord calculé à l'échelle régionale en se basant sur la répartition de la production pour chaque région. Dans le cas de l'Amérique du Sud, l'IHH indique un niveau moyennement élevé de concentration du marché (voir Tableau B.4). En effet, le Brésil représente plus de 99 % de la production régionale de titane. Cette situation peut entraîner un risque de monopole et favoriser des compor-

tements anticoncurrentiels. Cependant, à l'inverse, elle peut également contribuer à une stabilité des prix, puisque l'offre est fortement centralisée et contrôlée.

L'indicateur de gouvernance mondiale (WGI) est tout d'abord évalué à l'échelle régionale en s'appuyant sur les données de la Banque mondiale (voir le WGI détaillé pour les régions de l'Amérique du Sud dans le tableau B.3). Ensuite, cet indicateur est calculé à l'échelle mondiale en pondérant les valeurs régionales par la répartition de la production mondiale (voir tableau B.4). L'indicateur de gouvernance mondiale est exprimé sur une échelle normalisée de 1 à 5 pour faciliter les comparaisons.

Tableau B.4. IHH et WGI par continent

| Continent | Répartition de la production (%) | HHI <i>brut</i> | HHI <i>normalisé</i> | WGI |
|---------------------|---|----------------------------|---------------------------------|------------|
| Afrique | 54,3 | 2537,9 | 2,1 | 3,2 |
| Asie | 9,1 | 3047,9 | 2,1 | 2,3 |
| Europe | 17,2 | 3744,3 | 2,2 | 1,6 |
| Amérique du Nord | 8,1 | 5236,5 | 2,4 | 1,7 |
| Océanie | 10,9 | 9996,9 | 3,0 | 0,9 |
| Amérique du Sud | 0,5 | 9877,4 | 3,0 | 2,9 |
| Monde | 100 | 3513,2 | 2,2 | 2,5 |

Titre : Optimisation d'un système pile à hydrogène / batteries / supercondensateurs pour une application portuaire, intégrant les contraintes d'usage et les aspects sociétaux – environnementaux

Mots clés : Éco-conception, Hydrogène, Électrique, Chaîne de traction, Modélisation

Résumé : Cette thèse porte sur l'optimisation des chaînes de traction pour une application portuaire, en intégrant des critères d'éco-conception. L'étude se concentre sur des chaînes de traction comprenant des systèmes de type Pile à Combustible à Membranes Échangeuses de Protons (PEMFC), des batteries lithium-ion et des supercondensateurs de type Condensateur Électronique à Double Couche (EDLC). Après une analyse approfondie des composants énergétiques sous les angles sociétal, environnemental et technico-économique, la modélisation semi-empirique de ces composants est présentée. Plusieurs configurations de chaînes de traction sont étudiées, allant des solutions 100% batteries à des configurations hybrides avec un système PEMFC, ainsi qu'à des solutions de triple hybridation intégrant des supercondensateurs.

Les simulations de ces chaînes de traction, réalisées à partir des cycles de conduite issus des tracteurs portuaires de la société GAUSSIN, permettent de comparer les différentes configurations selon plusieurs critères : techniques, économiques, environnementaux et sociétaux.

Les résultats montrent que la solution de triple hybridation avec des packs batteries Lithium Titanate d'Oxyde (LTO) ou Lithium Fer Phosphate (LFP) offre le meilleur compromis entre performance, coût et réduction de l'impact environnemental, bien que certaines configurations puissent être préférables en fonction des priorités spécifiques des acteurs. Les perspectives de cette thèse incluent l'amélioration des modèles, une réflexion approfondie sur la durabilité et sur les émissions générées tout au long du cycle de vie du véhicule.

Title : Optimization of a hydrogen fuel cell/battery/supercapacitor system for a port application, integrating usage constraints and societal-environmental aspects

Keywords : Eco-design, Hydrogen, Electric, Powertrain, Modeling

Abstract : This thesis deals with the optimization of powertrains for port applications, integrating eco-design criteria. The study focuses on powertrains comprising Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC) systems, lithium-ion batteries and Electronic Double Layer Capacitor (EDLC) supercapacitors. After an in-depth analysis of energy components from societal, environmental and techno-economic angles, semi-empirical modeling of these components is presented. Several powertrain configurations are studied, ranging from 100% battery solutions to hybrid configurations with a PEMFC system, as well as triple hybridization solutions incorporating supercapacitors.

Simulations of these powertrains, based on driving cycles from GAUSSIN's port tractors, enable us to compare the different configurations according to a number of criteria: technical, economic, environmental and societal.

The results show that the triple hybridization solution with Lithium Titanate Oxide (LTO) or Lithium Iron Phosphate (LFP) battery packs offers the best compromise between performance, cost and reduced environmental impact, although certain configurations may be preferable depending on the specific priorities of the players involved. The prospects of this thesis include model improvements, in-depth reflection on sustainability and on emissions generated throughout the vehicle's life cycle.