HAL
open science

Développements et tests de stratégies de gestion de l'énergie à l'échelle de micro réseaux avec stockage et production d'hydrogène

Fabrice K/bidi

To cite this version:

Fabrice K/bidi. Développements et tests de stratégies de gestion de l'énergie à l'échelle de micro réseaux avec stockage et production d'hydrogène. Automatique. Université de la Réunion, 2019. Français. NNT : 2019LARE0031 . tel-02650719

HAL Id: tel-02650719

https://theses.hal.science/tel-02650719v1

Submitted on 29 May 2020

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

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

Université de La Réunion

Thèse de Doctorat

pour obtenir le grade de :

Docteur de l'Université de La Réunion

dans la spécialité

« Automatique et Génie Electrique »

École doctorale de Science Technologie et Santé

par

Fabrice K/BIDI

DEVELOPPEMENTS ET TESTS DE STRATEGIES DE GESTION DE L'ENERGIE A L'ECHELLE DE MICRO RESEAUX AVEC STOCKAGE ET PRODUCTION D'HYDROGENE

Thèse soutenue le 03/12/2019 devant le jury composé de :

Pr.	Brigitte GRONDIN-PEREZ	Université de La Réunion	(Présidente du jury)
Pr.	Florence OSSART	Sorbonne Université	(Rapporteur)
Pr.	Delphine RIU	Université Grenoble Alpes	(Rapporteur)
Pr.	Malek GHANES	Ecole Centrale de Nantes	(Examinateur)
Pr.	Michel BENNE	Université de La Réunion	(Directeur)
Pr.	Mickaël HILAIRET	Université de Franche-Comté	(Co-Directeur)
Dr. HDR	Cédric DAMOUR	Université de La Réunion	(Encadrant)
Mr.	Gwendal PHILIPPE	EDF Réunion	(Invité)

Laboratoire d'énergétique, d'électronique et procédés (LE²P) - ENERGY lab - EA 4079
UFR sciences et technologies

Université de la réunion - 97400 Saint Denis - La Réunion - France

« Tes pensées ont fait de toi ce que tu es et elles feront de toi ce que tu deviendras à partir d'aujourd'hui. »

Catherine Ponder (1927 - aujourd'hui)

« Nous devons apprendre à vivre ensemble comme des frères, sinon nous allons mourir tous ensemble comme des idiots. »

Martin Luther King (1929 - 1968)

DEVELOPPEMENTS ET TESTS DE STRATEGIES DE GESTION DE L'ENERGIE A L'ECHELLE DE MICRO RESEAUX AVEC STOCKAGE ET PRODUCTION D'HYDROGENE

Résumé : Avec le développement des technologies de pile à combustible (PàC) et d'électrolyse de l'eau, l'hydrogène électrolytique devient un pilier de la transition énergétique, substitut aux ressources fossiles et outil d'intégration des sources d'énergies renouvelables (SER) intermittentes. A l'échelle de micro-réseaux isolés ou îlotables, cette transition repose sur le développement de systèmes hybrides, couplant des panneaux photovoltaïques (PV) et des électrolyseurs pour la production de l'hydrogène, des systèmes de stockage — réservoirs d'hydrogène (H2) et batteries (Bat) — et des PàC pour la production de l'électricité. Cette étude présente des stratégies de contrôle pour un système PV-H2-Bat-PàC afin d'optimiser la gestion de l'énergie PV intermittente tout en respectant les conditions de fonctionnement des électrolyseurs et des PàC. Premièrement, une commande de type MPPT (Maximum Power Point Tracking) est développée pour assurer le fonctionnement des PV à puissance maximale, et une stratégie de contrôle basée sur des commandes prédictives est mise en œuvre pour définir un courant de référence pour la PàC, l'électrolyseur et les batteries. Deuxièmement, des contrôleurs IP sont utilisés pour réguler ces courants. Troisièmement, un problème d'optimisation permet de définir un plan d'engagement afin d'utiliser la PàC et l'électrolyseur en tenant compte de l'offre, de la demande et des stocks d'énergie.

Mot clés : Explicit Model Predictive Control, Hybridation, Hydrogène, Système de Gestion de l'Energie, Power-Hardware-In-the-Loop

DEVELOPMENTS AND TESTS OF ENERGY MANAGEMENT STRATEGIES ON A MICROGRID SCALE WITH STORAGE AND HYDROGEN PRODUCTION

Abstract : With the development of fuel cell (FC) and water electrolysis technologies, electrolytic hydrogen is becoming a pillar of the energy transition, a substitute for fossil resources and a tool for integrating intermittent renewable energy sources (RES). On the scale of isolated or islandable microgrids, this transition is based on the development of hybrid systems, coupling photovoltaic (PV) panels and electrolyzers for hydrogen production, storage systems - hydrogen (H2) tanks and batteries (Bat) - and FC for electricity production. This study presents control strategies for a PV-H2-Bat-FC system to optimize intermittent PV energy management while respecting the operating conditions of electrolyzers and FC. First, a MPPT (Maximum Power Point Tracking) control system is developed to ensure the operation of PV at maximum power, and a control strategy based on Model Predictive Control is implemented to define a current reference for the FC, the electrolyzer and the batteries. Secondly, IP controllers are used to regulate these currents. Thirdly, an optimization problem makes it possible to define a commitment plan to use the FC and the electrolyser taking into account energy supply, demand and stocks.

Keywords : Explicit Model Predictive Control, Energy Management System, Hybridization, Hydrogen, Power-Hardware-In-the-Loop

Les travaux de cette thèse de doctorat ont été soutenus financièrement par la Région Réunion et effectués au sein du laboratoire LE^{2}P - ENERGY lab de l'université de La Réunion, avec la collaboration du laboratoire Femto-ST/FClab.

Au terme de ces 3 années de thèse, je tiens à exprimer ma gratitude à tous ceux qui m'ont accompagné en contribuant à différents niveaux à l'accomplissement de ces travaux.

Tout d'abord, je tiens à remercier Madame Brigitte GRONDIN-PEREZ, Professeure des universités à l'université de La Réunion, d'avoir accepté de présider le jury de soutenance et pour l'intérêt qu'elle porte à mes travaux.

Je tiens ensuite à remercier Madame Florence OSSART, Professeure des universités à Sorbonne Université, et Madame Delphine RIU, Professeure des universités à l'université Grenoble Alpes, d'avoir accepté de rapporter sur les travaux présentés dans ce manuscrit.

Je tiens aussi à remercier Monsieur Malek GHANES, Professeur des universités à l'École Centrale Nantes, d'avoir accepté d'examiner mes travaux de thèse.

Je souhaite exprimer ma reconnaissance envers ma direction, Messieurs Michel BENNE et Mickaël HILAIRET, Professeur des universités à l'université de La Réunion et Professeur des universités à l'université de Franche-Comté, mais aussi à mon encadrant, Monsieur Cédric DAMOUR, Docteur HDR à l'université de La Réunion, de m'avoir permis d'entamer et de mener à bien ces travaux de thèse et pour le soutien scientifique, administratif, mais aussi moral qu'ils m'ont apporté tout au long de ces 3 années.

Un grand merci également à toute l'équipe du LE^{2}P et du laboratoire Femto-ST, et plus particulièrement à mes collègues qui ont contribué à l'aboutissement de cette thèse, autant sur le plan scientifique que moral, Messieurs Étienne DIJOUX, Yannick FANCHETTE, Christophe LIN-KWONG-CHON, Sébastien BOULEVARD, Jonathan CAZOUR, Mael RIOU, Edward ROCHEFEUILLE, Farid AUBRAS, Jérôme RIVIERE, Dominique GRONDIN, Ludovic ODDOZ, Loïc HERMETTE et Ariste BOUTCHAMA.

Pour finir, je tiens à exprimer un grand merci à toute ma famille, mon père, ma mère, ma sœur et mon frère, mais aussi à ma compagne et future épouse Pauline HOAREAU et sa famille, plus particulièrement son père, car sans eux je ne serais pas où je suis et comme je suis aujourd'hui.

Cette thèse m'aura permis d'approfondir mes connaissances scientifiques et mon regard critique sur le monde qui m'entoure.

Table des matières

Table des figures **I**

Liste des tableaux **VII**

Liste des abréviations **VIII**

Liste des symboles **X**

Introduction générale **1**

1 État de l'art : Hybridation/Commandes **5**

1.1 Introduction 6

1.2 Les différentes sources d'énergie 7

1.2.1 Les énergies non-renouvelable 7

1.2.2 Les énergies renouvelables 8

1.3 Les différents systèmes de stockage de l'énergie 10

1.4 Les systèmes de gestion de l'énergie à différentes échelles 12

1.4.1 Les Micros réseau 12

1.4.2 L'hybridation des sources 13

1.4.3 Les systèmes de gestion de l'énergie 16

1.4.4 Les lois de commande 20

1.5 Positionnement des travaux 22

1.5.1 Problématiques liées au développement des énergies renouvelables 22

1.5.2 Situation énergétique de La Réunion 23

1.5.2.1 Contexte énergétique 23

1.5.2.2 Les projets structurants 24

1.5.3 Objectif de la thèse 25

1.5.4 Verrous scientifiques et technologiques 25

1.5.5 Structure du Système de Gestion de l'Énergie 28

1.5.5.1 La couche locale 29

1.5.5.2 La couche réactive 30
1.5.5.3 La couche anticipative 32
1.6 Conclusion 34

2 Description et modélisation du micro réseau 35
2.1 Introduction 36
2.2 Production photovoltaïque 37
2.2.1 Technologies et fonctionnement du photovoltaïque 37
2.2.2 Modélisation photovoltaïque 38
2.2.2.1 Détermination de la puissance en fonction des caractéristiques de l'installation 38
2.2.2.2 Modèle à une diode 39
2.3 Les batteries 42
2.3.1 Les technologies de batteries dans le domaine du solaire 42
2.3.2 Modélisation des batteries 43
2.4 L'électrolyseur 45
2.4.1 Les différentes méthodes de production de l'hydrogène 45
2.4.2 Fonctionnement de l'électrolyse de l'eau 46
2.4.3 Modélisation de l'électrolyseur 46
2.5 La pile à combustible 47
2.5.1 Les différentes technologies de pile à combustible 47
2.5.2 Fonctionnement de la pile à combustible 48
2.5.3 Modélisation de la pile à combustible 49
2.6 Le stockage d'hydrogène et d'oxygène 49
2.6.1 Les technologies de stockage 49
2.6.2 Modélisation de la variation des stocks d'hydrogène et d'oxygène 50
2.7 Modélisation du système hybride 50
2.7.1 Rôle des convertisseurs dans le système de gestion de l'énergie 50
2.7.2 Les différents niveaux de modélisation 52
2.7.3 Modélisation du système 54
2.8 Conclusion 57

3 Commande des couches réactive et locale 59
3.1 Introduction 60
3.2 La couche réactive 61
3.2.1 eMPC batterie 61
3.2.2 eMPC H2 62

3.2.3 Estimation du courant de charge 64
3.2.3.1 Modèle de l'observateur 65
3.2.3.2 Filtre de Kalman optimal 65
3.2.3.3 Filtre de Kalman sous-optimale 66
3.2.4 Implémentation des eMPC 66
3.3 La couche locale 67
3.3.1 Régulateurs de courant 67
3.3.2 Pilotage des panneaux photovoltaïque 69
3.4 Validation des couches réactive et locale 70
3.4.1 Généralité sur les tests de validation d'une commande 70
3.4.2 Conditions opératoires 71
3.4.3 Présentation de la plateforme de test 72
3.4.3.1 Éléments constituant la plateforme de test 72
3.4.3.2 Interaction entre le système, la MicroLabBox et le PC hôte 76
3.4.3.3 Interface Homme Machine 77
3.4.4 Paramétrage des poids des eMPC 77
3.4.4.1 eMPC batteries 77
3.4.4.2 eMPC H2 78
3.4.5 Test du SGE sans le système PV 78
3.4.5.1 Test du SGE avec un SoC de référence égal au SoC initial des batteries . 78
3.4.5.2 Test du SGE avec un SoC de référence inférieur au SoC des batteries . . 81
3.4.5.3 Test du SGE avec un SoC de référence supérieur au SoC des batteries . . 83
3.4.6 Test du SGE avec le système PV 85
3.4.7 Test de la résilience du Système de Gestion de l'Energie 89
3.4.7.1 Perte du système électrolyseur 90
3.4.7.2 Perte du système Pile à Combustible 91
3.4.7.3 Perte du système photovoltaïque 93
3.5 Conclusion 95

4 Planification d'utilisation du système 97
4.1 Introduction 98
4.2 Le plan d'engagement 99
4.2.1 Intérêt de la planification 99
4.2.2 Méthode de planification utilisée 100
4.3 Développement de l'algorithme 100
4.3.1 Équations du système 100
4.3.2 Contraintes du système 102

4.3.3 Fonction objectif 103
4.3.4 Détermination des puissances minimale et maximale de la Pile à Combustible et de l'électrolyseur 104
4.3.4.1 Procédure 104
4.3.4.2 Puissances minimale et maximale de la pile à combustible 104
4.3.4.3 Puissances minimale et maximale de l'électrolyseur 105
4.3.5 Détermination du débit de gaz en fonction de la puissance des appareils 106
4.4 Interaction entre la couche anticipative et la couche réactive 107
4.5 Simulation des couches anticipative et réactive 109
4.5.1 Tests sans mise à jour de la planification 111
4.5.1.1 Test de la semaine 1, sans mise à jour de la planification et sans State of Charge (SoC) de référence 111
4.5.1.2 Test de la semaine 2, sans mise à jour de la planification et sans SoC de référence 111
4.5.1.3 Test de la semaine 3, sans mise à jour de la planification et sans SoC de référence 112
4.5.1.4 Test de la semaine 1, sans mise à jour de la planification et un SoC de référence de 50% 114
4.5.1.5 Test de la semaine 2, sans mise à jour de la planification et un SoC de référence a 50% 115
4.5.1.6 Test de la semaine 3, sans mise à jour de la planification et un SoC de référence a 50% 117
4.5.2 Tests avec mise à jour de la planification 118
4.5.2.1 Test de la semaine 1, avec mise à jour de la planification toute les 30mins et sans SoC de référence 118
4.5.2.2 Test de la semaine 2, avec mise à jour de la planification toute les 30mins et sans SoC de référence 119
4.5.2.3 Test de la semaine 3, avec mise à jour de la planification toute les 30mins et sans SoC de référence 120
4.5.2.4 Test de la semaine 1, avec mise à jour de la planification toute les 30mins et avec SoC de référence à 50% 121
4.5.2.5 Test de la semaine 2, avec mise à jour de la planification toute les 30mins et avec SoC de référence à 50% 122
4.5.2.6 Test de la semaine 3, avec mise à jour de la planification toute les 30mins et avec SoC de référence à 50% 123
4.5.3 Synthèse 125

4.6 Conclusion 127

Conclusion générale **129**

Perspective **133**

Annexes **139**

Bibliographie **163**

Table des figures

1.1 Exemple d'un schéma de SmartGrid [25] 13
1.2 Exemple d'architecture de système hybride 14
1.3 Exemple d'une structure hybride avec système de gestion de l'énergie 16
1.4 Les différentes échelles de temps de la gestion de l'énergie [22] 19
1.5 Schéma électrique du système hybride choisi 27
1.6 Structure du Système de Gestion de l'Énergie choisie 28
1.7 Structure du régulateur IP avec action anti-windup 29
1.8 Fonctionnement de la commande MPC en ligne [29] 30
1.9 Fonctionnement de la commande MPC hors ligne [29] 30
1.10 Représentation de la table de résultats [98] 31
1.11 Représentation de l'arbre de résultats [98] 31

2.1 Fonctionnement du photovoltaïque [91] 37
2.2 Circuit équivalent d'un module photovoltaïque : a) une diode b) une diode, une résistance parallèle et une résistance série c) deux diodes, une résistance parallèle et une résistance série 38
2.3 Modèle Photovoltaïque (PV) à une diode 39
2.4 Caractérisation PV 41
2.5 Courbes V = f(I) et P = f(I) du panneau simulé pour G = 1000 W/m^2 et T = 25 $^\circ$ C 42
2.6 Schéma équivalent de la batterie 43
2.7 Évolution de la tension et du SoC de la batterie pour un courant de décharge de 800 mA pendant 1h 44
2.8 Fonctionnement fondamental de l'électrolyse de l'eau [80] 46
2.9 Courbe de polarisation de l'électrolyseur 47
2.11 Courbe de polarisation de la pile à combustible 48
2.10 Fonctionnement fondamental d'une pile à combustible [51] 48
2.12 Schéma d'un hacheur élévateur 51
2.13 Fonctionnement d'un hacheur parallèle (élévateur) 51
2.14 Schéma d'un hacheur abaisseur 51

2.15 Fonctionnement d'un hacheur série (abaisseur) 51
2.16 Structure du système hybride 53

3.1 Structure du régulateur IP avec action anti-windup et linéarisation 68
3.2 Algorithme basique P&O - Matworks [66] 69
3.3 Procédure de test en simulation [67] 70
3.4 Procédure de prototypage rapide [67] 71
3.5 Procédure de test Hardware-In-the-Loop [67] 71
3.6 Description du banc de test Rapid Control Prototyping (RCP)/Power-Hardware-in-The-Loop (PHIL) 74
3.7 Synoptique du banc de test PHIL 75
3.8 Test de la stabilité de v_b : (a) tension du bus DC, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la Pile à Combustible (PàC), (d) courant de l'électrolyseur, (e) courant batteries et (f) SoC batteries 76
3.9 Test du courant de charge des batteries : (a) tension du bus DC, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC, (d) courant de l'électrolyseur, (e) courant batteries et (f) SoC batteries 77
3.10 Simulation, $SoC^*(t) = SoC_{init}$ sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries 78
3.11 Expérimentation, $SoC^*(t) = SoC_{init}$ sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries 79
3.12 Simulation, $SoC^*(t) = SoC_{init}$ sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries et (b) zoom sur le courant des batteries 80
3.13 Simulation, $SoC^*(t) = 20\%$ sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries 81
3.14 Expérimentation, $SoC^*(t) = 20\%$ sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries 82
3.15 Simulation, $SoC^*(t) = 80\%$ sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries 83
3.16 Expérimentation, $SoC^*(t) = 80\%$ sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries 84
3.17 (a) Irradiance, (b) Puissance produite par le système photovoltaïque 85

3.18 Simulation, $SoC^*(t) = SoC_{init}$ avec PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries . . . 85

3.19 Expérimentation, $SoC^*(t) = SoC_{init}$ avec PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries . . . 86

3.20 Simulation, $SoC^* = 20\%$ avec PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries 86

3.21 Expérimentation, $SoC^*(t) = 20\%$ avec PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries . . . 87

3.22 Simulation, $SoC^*(t) = 80\%$ avec PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries 87

3.23 Expérimentation, $SoC^*(t) = 80\%$ avec PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries . . . 89

3.24 Perte du système électrolyseur : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur, (d) courant batteries et (e) Disponibilité des éléments . . . 90

3.25 Perte du système PàC : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur, (d) courant batteries et (e) Disponibilité des éléments . . . 92

3.26 Perte du système PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur, (d) courant batteries et (e) Disponibilité des éléments . . . 93

4.1 Méthode d'optimisation avec actualisation des prévisions . . . 101

4.2 Puissances minimale et maximale de la pile à combustible . . . 104

4.3 Puissance minimale et maximale de l'électrolyseur . . . 105

4.4 Approximation du débit d'hydrogène et d'oxygène de l'électrolyseur . . . 105

4.5 Approximation du débit d'hydrogène et d'oxygène de la pile à combustible . . . 106

4.6 Semaine 1, globalement ensoleillé . . . 107

4.7 Semaine 2, début de semaine ensoleillé ainsi qu'une fin de semaine moins ensoleillée . . . 107

4.8 Semaine 3, début de semaine avec peu d'ensoleillement et une fin de semaine ensoleillée . . . 107

4.9 Système simulé durant les tests de planification . . . 108

4.10 Semaine 1, test sans mise à jour $SoC^* = SoC(1, k)$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC . . . 110

4.11 Semaine 1, test sans mise à jour $SoC^* = SoC(1, k)$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm . . . 110

4.12 Semaine 2, test sans mise à jour $SoC^* = SoC(1, k)$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC . . . 112

4.13 Semaine 2, test sans mise à jour $SoC^* = SoC(1, k)$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm . . . 112

4.14 Semaine 3, test sans mise à jour $SoC^* = SoC(1, k)$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC . . . 113

4.15 Semaine 3, test sans mise à jour $SoC^* = SoC(1, k)$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm . . . 113

4.16 Semaine 1, test sans mise à jour $SoC^* = 50\%$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC . . . 114

4.17 Semaine 1, test sans mise à jour $SoC^* = 50\%$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm . . . 115

4.18 Semaine 2, test sans mise à jour $SoC^* = 50\%$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC . . . 116

4.19 Semaine 2, test sans mise à jour $SoC^* = 50\%$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm . . . 116

4.20 Semaine 3, test sans mise à jour $SoC^* = 50\%$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC . . . 117

4.21 Semaine 3, test sans mise à jour $SoC^* = 50\%$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm . . . 117

4.22 Semaine 1, test avec mise à jour $SoC^* = SoC(1, k)$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC . . . 119

4.23 Semaine 1, test avec mise à jour $SoC^* = SoC(1, k)$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm . . . 119

4.24 Semaine 2, test avec mise à jour $SoC^* = SoC(1, k)$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC . . . 120
4.25 Semaine 2, test avec mise à jour $SoC^* = SoC(1, k)$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm . . . 120
4.26 Semaine 3, test avec mise à jour $SoC^* = SoC(1, k)$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC . . . 121
4.27 Semaine 3, test avec mise à jour $SoC^* = SoC(1, k)$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm . . . 121
4.28 Semaine 1, test avec mise à jour $SoC^* = 50\%$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC . . . 122
4.29 Semaine 1, test avec mise à jour $SoC^* = 50\%$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm . . . 122
4.30 Semaine 2, test avec mise à jour $SoC^* = 50\%$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC . . . 123
4.31 Semaine 2, test avec mise à jour $SoC^* = 50\%$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm . . . 123
4.32 Semaine 3, test avec mise à jour $SoC^* = 50\%$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC . . . 124
4.33 Semaine 3, test avec mise à jour $SoC^* = 50\%$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm . . . 124
4.34 Représentation de la borne haute et de la borne basse avec incertitude . . . 133
4.35 Représentation de la puissance maximale de la PàC en fonction de son état de santé . . . 134
4.36 Utilisation de plusieurs PàC et électrolyseur . . . 136
4.37 Schéma du micro réseau avec connexion au réseau principale . . . 137

D.1 Champ PV du banc PHIL . . . 156
D.2 Connexion PV . . . 156
D.3 Batterie du banc PHIL . . . 156
D.4 Alimentation programmable du banc PHIL . . . 156
D.5 Charge programmable du banc PHIL . . . 156
D.6 Convertisseur boost bidirectionnel des batteries du banc PHIL . . . 156
D.7 Convertisseur boost des PV du banc PHIL . . . 156

D.8 Condensateur émulant le bus DC du banc PHIL 156

Liste des tableaux

1.1 Ressources d'uranium identifiées par tranche de prix au 1er janvier 2015 (en tonne) [100] . . 8
1.2 Technologies de stockage [90] 10
1.3 Caractéristiques des systèmes de stockage [90] 11

3.1 Caractéristique d'un module PV 73
3.2 Caractéristique d'une batterie 73
3.3 Caractéristique de l'alimentation programmable 73
3.4 Caractéristique de la charge programmable 74

4.1 Cas d'étude de la planification 125
4.2 Résumé des Key Performance Indicator (KPI) 125

Liste des abréviations

Acronyme	Description
AC	Courant Alternatif
AGM	Absorbed Glass Mat
BER	Bilan Énergétique de La Réunion
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
eMPC	Explicit Model Predictive Control
EnR	Énergie Renouvelable
GES	Gaz à Effet de Serre
HIL	Hardware-in-The-Loop
IHM	Interface Homme Machine
IP	Intégral-Proportionnel
KPI	Key Performance Indicator
LP	Linear-Programming
MIL	Model-in-The-Loop
MILP	Mixed-Integer-Linear-Programming
MIQP	Mixed-Integer-Quadratic-Programming
MPC	Model Predictive Control
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MPT3	Multi-Paramétric Toolbox 3
MR	Micro-Réseau
PàC	Pile à Combustible
PEM	Membrane Electrolytique Polymère
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PHIL	Power-Hardware-in-The-Loop

Acronyme	Description
PI	Proportionnel-Intégral
PID	Proportionnel-Intégral-Dérivé
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
PUC	Packed U Cell
PV	Photovoltaïque
RCP	Rapid Control Prototyping
RUL	Remaining Useful Life
SC	Supercondensateur
SG	SmartGrid
SGE	Système de Gestion de l'Energie
SoC	State of Charge
SRCAE	Schéma Régional Climat Air Energie
SWAC	Sea-Water Air Conditioning
ZNI	Zone-non-Interconnectée

Liste des symboles

Symbole	Description	Unité
a	Coefficient idéal de la diode	
$A_{d_{obs}}$	Matrice d'état du modèle de l'observateur	
α_{bat}	Rapport cyclique du convertisseur des batteries	
α_{el}	Rapport cyclique du convertisseur de l'électrolyseur	
α_{fc}	Rapport cyclique du convertisseur de la Pile à Combustible	
α_{pv}	Rapport cyclique du convertisseur des panneaux photovoltaïque	
A_{pv}	Surface de panneau photovoltaïque installé	m^2
$B_{d_{obs}}$	Matrice de commande du modèle de l'observateur	
C_b	Condensateur en entrée du bus DC	F
C_{bat}	Capacité de stockage de la batterie	Ah ou Wh
$C_{d_{obs}}$	Matrice d'observation de l'observateur	
$C_{p1_{bat}}$	Condensateur de la première branche parallèle de la batterie	F
$C_{p2_{bat}}$	Condensateur de la seconde branche parallèle de la batterie	F
C_{pv}	Condensateur en entrée du convertisseur des panneaux photovoltaïque	F
E_g	Gap du silicium à 25°C	eV
F	Constante de Faraday	A/mol
G	Gisement solaire	W/m^2
G_{nom}	Gisement solaire nominal	W/m^2
h	Pas de temps de la simulation	s
η_{MPPT}	Rendement de puissance d'un système MPPT parfait	%
η_{pv}	Rendement du panneau photovoltaïque	%
i_0	Courant de saturation du biais inversé de la diode	A
i_{bat}	Courant de la batterie	A
i_{bat}^b	Courant des batteries vue par le bus DC	A

Symbole	Description	Unité
i_{ch}	Courant de la charge	A
i_{ch_pv}	Différence entre le courant de la charge et le courant PV	A
$i^{bat}_{ch_pv}$	Différence entre le courant de la charge et le courant PV vue par les batteries	A
i_{el}	Courant de l'électrolyseur	A
i^{b}_{el}	Courant de l'électrolyseur vue par le bus DC	A
i_{fc}	Courant de la pile à combustible	A
i^{b}_{fc}	Courant de la pile à combustible vue par le bus DC	A
i_{H2}	Courant du système H2	A
i^{b}_{H2}	Courant du système H2 vue par les batteries	A
$i_{m_{pv}}$	Courant du panneau photovoltaïque à sa puissance maximale	A
i_{pv}	Courant du panneau photovoltaïque	A
i_{ph}	Courant générer par la lumière incidente sur le panneau photovoltaïque	A
i^{b}_{pv}	Courant des panneaux photovoltaïque vue par le bus DC	A
$i_{sc_{pv}}$	Courant du panneaux photovoltaïque en court-circuit	A
$i_{sc_{pv_{nom}}}$	Courant du panneaux photovoltaïque en court-circuit à température nominale	A
k	Constante de Bolzmann	$m^2kgs^{-2}K^{-1}$
$K_{i_{pv}}$	Coefficient de température du courant du panneau photovoltaïque	mA/ ° C
$K_{i_{ibat}}$	Gain de l'action intégrale du régulateur IP des batteries	
$K_{i_{iel}}$	Gain de l'action intégrale du régulateur IP de l'électrolyseur	
$K_{i_{ifc}}$	Gain de l'action intégrale du régulateur IP de la Pile à Combustible	
K_{obs}	Gain du filtre de Kalman	
$K_{p_{pv}}$	Coefficient de température de la puissance du panneau photovoltaïque	%/ ° C
$K_{p_{ibat}}$	Gain de l'action proportionnel du régulateur IP des batteries	
$K_{p_{iel}}$	Gain de l'action proportionnel du régulateur IP de l'électrolyseur	

Symbole	Description	Unité
$K_{p_{ifc}}$	Gain de l'action proportionnel du régulateur IP de la Pile à Combustible	
L_{bat}	Inductance du convertisseur de la batterie	H
L_{el}	Inductance du convertisseur de l'électrolyseur	H
L_{fc}	Inductance du convertisseur de la Pile à Combustible	H
L_{pv}	Inductance du convertisseur des panneaux photovoltaïque	H
N_{bat}	Horizon de prédiction de la commande MPC des batteries	
$Nb_{el_{ser}}$	nombre d'électrolyseur en série	
$Nb_{fc_{ser}}$	nombre de pile à combustible en série	
nc_{el}	Nombre de cellule de l'électrolyseur	
nc_{pac}	Nombre de cellule de la pile à combustible	
$nc_{p_{pv}}$	Nombre de cellule photovoltaïque en parallèle sur un panneau	
nc_{pv}	nombre de cellule d'un panneau photovoltaïque	
$nc_{s_{pv}}$	Nombre de cellule photovoltaïque en série sur un panneau	
N_{H2}	Horizon de prédiction de la commande MPC de la Pile à Combustible et de l'électrolyseur	
n_{H2}	Débit d'hydrogène	m^3/s
n_{O2}	Débit d'oxygène	m^3/s
NOCT	Température nominale de fonctionnement du panneaux photovoltaïque	K
N_{optim}	Horizon d'optimisation de la planification	
np_{pv}	nombre de panneau photovoltaïque en parallèle	
ns_{pv}	nombre de panneau photovoltaïque en série	
onoff	Variable de démarrage et d'arrêt de la pile à combustible et de l'électrolyseur	
P_{bat}	Puissance de la batterie	W
P_{ch}	Puissance consommée par la charge	W
P_{el}	Puissance de l'électrolyseur	A
P_{eq}	Ecart entre la production photovoltaïque et la consommation de la charge	W

Symbole	Description	Unité
P_{fc}	Puissance de la pile à combustible	A
P_{obs}	Estimation de la covariance du filtre de Kalman	
P_{pv}	Puissance du panneau photovoltaïque	V
$P_{max_{pv}}$	Puissance maximale du panneau photovoltaïque	W
q	Charge d'un éléctron	
Q_{obs}	Matrice de covariance du bruit de process du filtre de Kalman	
$Q_{P_{bat}}$	Poid associé à la puissance des batteries dans le problème d'optimisation de planification	
$Q_{P_{el}}$	Poid associé à la puissance de l'électrolyseur dans le problème d'optimisation de planification	
$Q_{P_{pac}}$	Poid associé à la puissance de la pile à combustible dans le problème d'optimisation de planification	
$Q_{r_{bat}}$	Poid associé à la référence de la commande MPC des batteries	
$Q_{r_{H2}}$	Poid associé à la référence de la commande MPC de la Pile à Combustible et de l'électrolyseur	
Q_{soc}	Poid associé au suivi de référence du niveau de charge des batteries dans le problème d'optimisation de planification	
$Q_{ss_{pac}}$	Poid associé à au bit de démarrage de la pile à combustible dans le problème d'optimisation de planification	
$Q_{y_{H2}}$	Poid associé à la variation de la variable d'état de la commande MPC de la Pile à Combustible et de l'électrolyseur	
R_{obs}	Matrice de covariance du bruit de mesure du filtre de Kalman	
$R_{p_{pv}}$	Résistance en parallèle du panneau photovoltaïque	Ω
$R_{p1_{bat}}$	Résistance de la première branche parallèle de la batterie	Ω
$R_{p2_{bat}}$	Résistance de la seconde branche parallèle de la batterie	Ω
$R_{s_{pv}}$	Résistance en série du panneau photovoltaïque	Ω
$R_{s_{bat}}$	Résistance en série de la batterie	Ω
$S_{c_{pv}}$	Surface d'une cellule photovoltaïque	m^2
SoC_{bat}	Etat de charge de la batterie	%

Symbole	Description	Unité
$SoC_{bat_{max}}$	Etat de charge maximum de la batterie	%
$SoC_{bat_{min}}$	Etat de charge minimum de la batterie	%
$Stock_{H2}$	Stock d'hydrogène	m^3
$Stock_{O2}$	Stock d'oxygène	m^3
T_{amb}	Température ambiante	K
$T_{c_{pv}}$	Température de cellule du panneau photovoltaïque	K
$T_{pv_{nom}}$	Température nominal de fonctionnement du panneau photovoltaïque	K
$T_{s_{bat}}$	Période d'échantillonage de la commande MPC des batteries	s
$T_{s_{H2}}$	Période d'échantillonage de la commande MPC de la Pile à Combustible et de l'électrolyseur	s
$T_{s_{IP}}$	Période d'échantillonage des régulateurs IP	s
$T_{s_{MPPT}}$	Période d'échantillonage de la commande MPPT	s
$T_{s_{optim}}$	Période d'échantillonage du problème d'optimisation pour la planification	s
u_{obs}	Commande du modèle de l'observateur	
v_{0bat}	Tension en circuit ouvert de la batterie	V
v_b	Tension du bus DC	V
v_{bat}	Tension de la batterie	V
v_{el}	Tension de l'électrolyseur	A
v_{fc}	Tension de la pile à combustible	A
v_{H2}	Tension du système H2	A
$v_{m_{pv}}$	Tension du panneau photovoltaïque à sa puissance maximale	V
$V_{mol_{H2}}$	Volume molaire de l'hydrogène	m^3/mol
$V_{mol_{O2}}$	Volume molaire de l'oxygène	m^3/mol
$v_{oc_{pv}}$	Tension du panneaux photovoltaïque en circuit ouvert	V
$v_{oc_{pv_{nom}}}$	Tension du panneaux photovoltaïque en circuit ouvert à température nominale	V
v_{pv}	Tension du panneau photovoltaïque	V

Symbole	Description	Unité
x_{obs}	Etat du modèle de l'observateur	

Introduction générale

Le monde actuel fait face à une problématique grandissante en termes de production d'énergie à partir de sources d'énergie durables. Alors que la production actuelle utilise en grande partie des sources d'énergie fossiles, les stocks de ces sources (comme le pétrole, le charbon ou l'uranium) diminuent au fil des années. Cette diminution entraînera à terme des risques de pénurie à tous plusieurs niveaux : production d'électricité, transport, etc. De plus, l'utilisation des énergies fossiles entraîne l'émission de Gaz à Effet de Serre (GES) difficilement contrôlable, à l'origine de l'augmentation de la température moyenne du globe terrestre (+0,6 ° C au 20ème siècle selon Météo-France [1]), c'est le réchauffement climatique. Ce phénomène entraîne d'autres problèmes au niveau planétaire, comme la fonte des glaciers qui provoque la montée du niveau des océans. Toujours selon Météo-France[1], le niveau moyen de la mer à augmenté en moyenne de 1,7 mm par an entre 1901 et 2011 et de 3,2 mm par an entre 1993 et 2014. Cette montée des eaux, en plus de l'augmentation des températures, entraîne la submersion de certaines zones habitables et la migration de populations vers des zones tempérées.

Ces problématiques sont d'autant plus présentes dans les milieux insulaires comme La Réunion. Dans cette Zone-non-Interconnectée (ZNI) dépourvue de ressources fossiles, le mix énergétique repose sur l'importation massive d'énergies fossiles. De plus, l'augmentation de la population induit une augmentation de la demande en énergie. Cette importation massive d'hydrocarbure, avec un bilan carbone non négligeable, entraîne une dépendance qui impacte le bilan économique de l'île. La Réunion, en accord avec la loi de transition énergétique, a pour objectif d'atteindre l'autonomie électrique à l'horizon 2030. Dans ce contexte, le Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE) cible des enjeux et fixe des objectifs en termes d'adaptation du territoire, de limitation des émissions de GES, de surveillance de la qualité de l'air et d'amélioration des systèmes énergétique. L'énergie solaire occupe une place centrale pour la production d'électricité photovoltaïque et pour le chauffage d'eau sanitaire *via* les chauffe-eau solaires dans deux objectifs distincts : la production d'énergie propre et la diminution de la consommation énergétique.

Mais l'aspect stochastique et intermittent de cette ressource, par ailleurs dépendante des conditions météorologiques à l'origine de sa variabilité, freine son développement à grande échelle pour la

1. http ://www.meteofrance.fr

production électrique. L'instabilité qui peut en résulter au niveau du réseau électrique peut provoquer une coupure générale de l'alimentation, c'est le *black-out*. La production d'électricité à partir d'énergie solaire doit donc être associée à des systèmes permettant d'assurer l'équilibre entre production et consommation, *via* le stockage de l'excédent d'énergie lors des pics de production et la restitution lors des pics de consommation. Le concept de l'hybridation, associant des systèmes multisources et/ou multi-stockages permet alors d'augmenter la part des Énergie Renouvelable (EnR) dans la production électrique.

Si l'hybridation avec des batteries est opérationnelle, un certain nombre de contraintes (densité énergétique, impact environnemental, dimensionnements de la puissance et du stockage couplés) encouragent le recours au vecteur hydrogène : le stockage durable d'énergie résulte de la production d'hydrogène par des systèmes électrolyseurs alimentés par des EnR, comme l'énergie solaire, et la production d'électricité est assurée par des systèmes Pile à Combustible (PàC). Cependant, la fiabilité et la durée de vie de ces systèmes sont liées à des conditions d'utilisation spécifiques. L'intégration de systèmes PàC et électrolyseurs dans la production d'électricité nécessite une gestion des flux d'énergie tenant compte des contraintes d'utilisation, dans l'objectif de limiter les risques de dégradation et de vieillissement prématuré de ces systèmes, mais aussi afin d'assurer la continuité de service dans l'alimentation (stockage d'énergie suffisant, équilibre production et consommation, etc.). Cette répartition des flux peut être réalisée par un Système de Gestion de l'Energie (SGE) qui prend en compte les différentes contraintes d'utilisation de chaque élément du système.

Les travaux de cette thèse se sont donc orientés vers l'étude de différents systèmes de production et de gestion de l'énergie électrique à l'échelle de micro réseaux avec stockage, vers le développement et le test de systèmes de gestion de l'énergie pour un Micro-Réseau (MR) hybride, permettant d'intégrer le vecteur hydrogène à la production d'électricité dans les ZNI. Le SGE est organisé en trois couches : une couche locale, une couche réactive et une couche anticipative.

Le premier chapitre fait état des différentes méthodes utilisées pour produire et stocker de l'énergie et des différentes stratégies de gestion de l'énergie dans les MR hybrides. Le positionnement des travaux de la thèse ainsi que les choix scientifiques et techniques de ces travaux de thèse sont détaillés à la fin du premier chapitre.

Le deuxième chapitre fait état des technologies utilisées dans la structure du MR modélisé, et des modèles des éléments utilisés à des fins de validation du SGE en simulation. Différents modèles sont présentés dans le but de leur utilisation lors des différentes étapes de développement du SGE.

Le troisième chapitre décrit le développement des stratégies de commande de la couche locale et

de la couche réactive du SGE, ainsi que les outils utilisés pour leur implémentation. L'analyse des tests, réalisés en simulation et en ligne, sur une plateforme de tests Power Hardware In the Loop, permet de discuter de la validation de ces stratégies.

Le quatrième et dernier chapitre est dédié au développement de la stratégie de commande de la couche anticipative. Dans un premier temps, l'intérêt de cette couche est présenté et la méthode utilisée décrite. Dans un deuxième temps, le développement de l'algorithme est détaillé ainsi que les éléments pris en compte dans cette couche. Les résultats de simulation de la couche anticipative et de la couche réactive sont présentés à la fin de ce chapitre.

Chapitre 1

État de l'art sur l'hybridation des sources et les commandes associées

1.1 Introduction **6**

1.2 Les différentes sources d'énergie **7**

1.2.1 Les énergies non-renouvelable 7

1.2.2 Les énergies renouvelables 8

1.3 Les différents systèmes de stockage de l'énergie **10**

1.4 Les systèmes de gestion de l'énergie à différentes échelles **12**

1.4.1 Les Micros réseau 12

1.4.2 L'hybridation des sources 13

1.4.3 Les systèmes de gestion de l'énergie 16

1.4.4 Les lois de commande 20

1.5 Positionnement des travaux **22**

1.5.1 Problématiques liées au développement des énergies renouvelables 22

1.5.2 Situation énergétique de La Réunion 23

1.5.3 Objectif de la thèse 25

1.5.4 Verrous scientifiques et technologiques 25

1.5.5 Structure du Système de Gestion de l'Énergie 28

1.6 Conclusion **34**

1.1 Introduction

Dans le contexte énergétique actuel, la lutte contre les impacts des changements climatiques et la réduction des ressources d'énergie fossiles encourage le développement de solutions alternatives pour la conversion et le stockage d'énergie. L'intégration de ces solutions énergétiques dans le réseau électrique a favorisé l'essor de ce qu'on appelle l'hybridation des systèmes de conversion et de stockage.

L'hybridation résulte de la combinaison de différents éléments de conversion (comme la PàC, les générateurs PV, etc.) et de stockage (batterie, super-condensateur, etc.) pour améliorer la stabilité du réseau électrique [36]. Dans les systèmes hybrides, des SGE intègrent des lois de commande pour répartir les flux d'énergie entre les éléments de conversion et de stockage en définissant les références adéquates. Dans ce qui suit, l'objectif des SGE développés est d'ajuster l'équilibre production-consommation, tout en limitant les risques de dégradation pouvant résulter des variations de grande amplitude ou avec des fréquences élevées des sollicitations (perte de performance et d'efficacité, vieillissement prématuré) tout en garantissant une bonne qualité de service.

En définitive, ces systèmes permettent à la fois de répartir la puissance selon la charge, et d'améliorer l'intégration des EnR afin de produire une énergie plus propre. Mais les propriétés stochastiques de certaines EnR intermittentes ne permettent pas de garantir l'équilibre entre l'offre et la demande en cas de fonctionnement critique (défaillances, pic de charge ou chute brutale de production). Le recours à des éléments de stockage et à des stratégies de gestion permet de parer les risques d'instabilité du réseau, voire de black-out.

Plusieurs applications ont été réalisées dans des domaines différents (transport, stationnaire, etc.). Nous allons donc voir les différents systèmes de production de l'énergie, de stockage, et les commandes utilisées à ce jour pour différentes applications.

1.2 Les différentes sources d'énergie

1.2.1 Les énergies non-renouvelable

Les énergies non-renouvelable sont des énergies qui ne se renouvellent pas à l'échelle de temps humain et qui sont qualifiées dans certains cas d'énergie fossile (tirées principalement du charbon, du pétrole et du gaz naturel et ayant un impact non négligeable sur l'environnement). Elles sont stockées dans le sol depuis plusieurs centaines de millions d'années et sont issues de matières organiques. Qualifiées d'hydrocarbures, elles peuvent être récoltées sous différentes formes (solide pour le charbon, liquide pour le pétrole, gazeuse pour le méthane, etc.). La problématique énergétique résulte en grande partie des activités anthropiques, à l'origine de la disparition de ces combustibles près d'un million de fois plus rapidement qu'ils ne peuvent être reconstitués par la Terre [72].

- Le pétrole

Le pétrole est un liquide issu de la sédimentation de matières organiques dans les milieux marins. Cette matière organique est d'abord transformée en kérogène sous l'effet de bactéries anaérobies dans les milieux privés d'oxygène. Ensuite, dès que le kérogène atteint une température comprise entre 50 ° C et 60 ° C (entre 1500 et 2000 mètres de profondeur), il se transforme partiellement en pétrole : c'est la pyrolyse [72].

Les stocks de barils de pétrole n'ont cessé de s'accroître durant cette dernière décennie, avec une augmentation de 320 billions de barils, passant de 1126,2 billions de barils en 1995 à 1700 billions de barils en 2014. Cependant, on observe une légère baisse de 0,1 % en 2015 pour atteindre les 1697,6 billions de barils (voir annexe A.1). Avec la production/consommation actuelle de pétrole, les réserves représentent environ 50 années de production mondiale [18] (voir annexe A.2).

- Le gaz

Le gaz naturel est créé par les mêmes phénomènes que le pétrole à la différence que le kérogène est transformé à des températures et des pressions plus élevées. Une forme de gaz dit biogénique peut aussi se créer à faible profondeur grâce à la fermentation de bactéries présentes dans les sédiments organiques [72].

De même que pour le pétrole, les réserves en gaz naturel ont encore augmenté, passant de 119,9 trillions de mètres cubes en 1995 à 186,9 trillions de mètres cubes en 2015 (voir annexe A.3). Mais la production/consommation de cette entité a elle aussi augmenté nous laissant avec assez de réserve pour environs 52 ans à cette allure [18] (voir annexe A.4).

- Le charbon

Le charbon est lui issu d'un kérogène formé de biomasse uniquement végétale. Il se retrouve fréquemment au niveau des couches sédimentaires terrestres. Il est essentiellement constitué de carbone et est pauvre en hydrogène [72].

Contrairement au pétrole et au gaz naturel, les réserves de charbon diminuent au fil des années, passant de 1 031 610 millions de tonnes en 1995 à 891 531 millions de tonnes en 2015 (voir annexe A.5), de même que sa production sa et consommation, permettant d'évaluer des réserves pour environs 110 ans [18]. On peut voir en annexe A.6 l'évolution de la production et de la consommation de gaz.

- L'énergie nucléaire

L'énergie nucléaire est issue d'un combustible fissile appelé l'uranium. Contenu dans le sous-sol de la terre, il permet de produire de l'électricité grâce à la chaleur dégagée par la fission de ces atomes. L'avantage de cette énergie est qu'elle n'émet pas de GES et qu'elle génère une grande quantité de puissances [75].

L'uranium peut être identifié en plusieurs catégories, avec des prix au kilogramme variant de USD 40/kgU à USD 260/kgU (cf. tableau 1.1 pour les stocks d'uranium par tranche de prix). Au 1er janvier 2015, les réserves d'uranium dans la tranche des 130 USD/kg étaient de 5 718 486 tonnes, montrant une baisse de 3,1 % par rapport à 2013. Cependant, les réserves d'uranium dans la tranche des 260 USD/kg ont augmenté de 0,1 % par rapport à 2013, atteignant les 7 641 441 tonnes. En prenant en compte les besoins globaux de 2014, les réserves identifiées permettraient de tenir encore 135 ans [100] (voir annexe A.7).

Table 1.1 – Ressources d'uranium identifiées par tranche de prix au 1er janvier 2015 (en tonne) [100]

<USD 40/kgU	<USD 80/kgU	<USD 130/kgU	<USD 260/kgU
646 932	2 124 843	5 718 496	7 641 441

1.2.2 Les énergies renouvelables

Une EnR est dite renouvelable lorsqu'elle provient de sources que la nature renouvelle en permanence, par opposition à une énergie non renouvelable dont les stocks s'épuisent. Provenant de sources naturelles, les EnR sont qualifiées d'« énergies propres » ou d'« énergies vertes ». Leur impact environnemental est négligeable en comparaison de celui des énergies fossiles. Mais leur déploiement à grande échelle est freiné par plusieurs contraintes, en particulier leur pouvoir énergétique, souvent inférieur à celui des ressources fossiles, et l'intermittence des ressources obtenues par la conversion de flux [73]. En France, la part des énergies renouvelable dans le bouquet énergétique primaire réel en 2017 était de 10,5 % [15].

- L'hydraulique

L'hydroélectricité utilise la force de l'eau pour mettre des turbines en rotation, afin de fabriquer de l'électricité dans des centrales hydroélectriques, qui sont dans la plupart des cas alimentées par des barrages. Cette force dépend de la hauteur de la chute et du débit du fleuve ou de la rivière en amont du barrage. En France, cette énergie est exploitée depuis la fin du 19e siècle [73, 74], et sa part dans les EnR était de 17 % en 2017, ce qui représente 1,7 % de la production d'énergie primaire [15].

- L'énergie solaire

L'énergie solaire peut être convertie en énergie électrique par le biais de panneaux photovoltaïque (PV), ou en énergie thermique par des centrales solaires thermiques. La conversion PV est un procédé permettant de récupérer l'énergie du soleil par le biais de cellules composées essentiellement de silicium. La conversion thermique permet de récupérer la chaleur provenant de la lumière [73, 76]. En France, la part de l'énergie solaire dans les EnR en 2017 était de 3 % pour le solaire PV, et 0,7 % pour le solaire thermique [15].

- L'énergie éolienne

L'énergie éolienne provient de la force du vent, sous l'effet de laquelle les pales d'une éolienne se mettent en mouvement pour mettre en rotation un générateur d'énergie. Elles sont généralement placées entre 80 et 100 m du sol, mais depuis peu les chercheurs réfléchissent à un moyen de capter des vents plus puissants à plus 300 m d'altitude. Pour exemple, une éolienne de 2 MW peut fournir l'électricité à 2000 personnes [73]. Les éoliennes Haliade d'Alstom pour le parc de Saint-Nazaire ont une hauteur de 175 m au total (un mât de 100 m de haut et une pale de 73,5 m) et peuvent produire 6 MW chacune. La puissance totale prévue est de 480 MW pour alimenter jusqu'à 700 000 habitants. En France, la part de l'énergie éolienne dans les EnR était de 8 %, ce qui représente 0,8 % la production primaire en 2017 [15].

- La biomasse

La biomasse est l'énergie provenant des matières organiques. Elle utilise des procédés thermiques (pyrolyse, gazéification, combustion) ou biochimiques (méthanisation) pour transformer ces matières organiques. Actuellement, la biomasse est la 2e source d'énergie renouvelable utilisée dans le monde [73]. En France, 56 % des EnR en 2017 provenaient de la biomasse (bois-énergie, biocarburants, déchets renouvelables, résidus de l'agriculture et des industries agroalimentaires) [15].

- La géothermie

La géothermie convertit la chaleur issue du sous-sol de la terre en énergie électrique ou thermique. En général la température augmente en moyenne de 1 °C par tranche de 30 m de profondeur, mais dans le cas des régions volcaniques comme La Réunion, cela peut aller jusqu'à 100 °C tous les 100 m [73, 77]. La géothermie représentée en 2017 1,6 % des EnR en France [15].

Table 1.2 – Technologies de stockage [90]

Énergie cinétique			**Énergie potentielle**		
Thermique	*Électrique*	*Mécanique*		*Électrochimique*	*Chimique*
Eau chaude	Super-condensateur	Volant d'inertie	Pompage hydraulique	Accumulateur Lithium ion	Hydrogène
Sel fondu	Bobine supra-conductrice		Air comprimé	Accumulateur Plomb	Gaz naturel synthétique
Matériau à changement de phase				Accumulateur d'oxydoréduction	
				Accumulateur sodium soufre	

- Le biogaz

Le biogaz est une énergie renouvelable issue de la méthanisation de matières organiques fermentescibles (comme les déchets, le fumier, le résidu de récoltes, etc.), non valorisables par ailleurs. La méthanisation s'effectue par le biais de l'action de bactéries en milieu privé d'oxygène (décharges, marais, etc.), mais elle peut aussi être réalisée dans ce qu'on appelle des méthaniseurs. Le biogaz est généralement utilisé comme combustible pour générer de l'électricité ou de la chaleur, mais peut aussi être réinjecté sur les réseaux de gaz après avoir été purifié en amont. Il comptait en 2017 pour 3 % de la production d'énergie renouvelable en France [55, 15].

1.3 Les différents systèmes de stockage de l'énergie

Les moyens de stockage d'énergie permettent de stabiliser les réseaux et d'assurer une continuité d'alimentation pour répondre à la demande. Par exemple, dans le cas des énergies d'origine solaire ou éolienne, l'intermittence des flux impose des périodes au cours desquelles la production est nulle, ce qui ne permet pas de répondre à la demande. Plusieurs méthodes de stockage peuvent être utilisées (voir tableau 1.2) :

— L'énergie cinétique : technologies thermiques, électriques ou mécaniques

— L'énergie potentielle : technologies mécaniques, électrochimiques, chimiques

Les principaux critères de choix d'un élément de stockage sont listés dans le tableau 1.3. La sélection d'un système de stockage dépend en premier lieu de la dynamique de la charge, qui détermine la quantité de puissance à délivrer sur une période de temps défini. En second lieu, elle dépend de son rendement de conversion qui détermine le niveau de puissance pour répondre à la demande et de sa durée de vie qui détermine la rentabilité du système.

Table 1.3 – Caractéristiques des systèmes de stockage [90]

Tech. [1]	**P (MW)** [2]	**Durée de stockage (h)**	**Durée de vie**	**Auto décharge (%)**	**Densité d'E (Wh/l)** [3]	**Densité de P (W/l)** [4]	η [5] **(%)**	**Temps de réponse**
SC [6]	0.01 à 1	ms à min	10 000 à 100 000 cycles	20 à 40	10 à 20	40 000 à 120 000	80 à 90	10 à 20 ms
PHS [7]	100 à 1000	4 à 12h	30 à 60 ans	≈0	0,2 à 2	0,1 à 0,2	70 à 85	sec à min
CAES [8]	10 à 1000	2 à 30h	20 à 40 ans	≈0	2 à 6	0,1 à 0,2	70 à 85	sec à min
VI [9]	0,001 à 1	sec à heurs	20 000 à 100 000 cycles	1,3 à 100	20 à 80	5 000	70 à 95	10 à 20 ms
NaS [10]	10 à 100	1min à 8h	2 500 à 4 400 cycles	0,05 à 20	150 à 300	120 à 160	70 à 90	10 à 20 ms
Li-ion [11]	0,1 à 100	1min à 8h	1 000 à 10 000 cycles	0,1 à 0,3	200 à 400	1 300 à 10 000	85 à 98	10 à 20 ms
OR [12]	1 à 100	1min à 8h	1 000 à 10 000 cycles	0,1 à 0,3	200 à 400	1 300 à 10 000	85 à 98	10 à 20 ms
H2 [13]	0,01 à 1000	min à semaines	5 à 30 ans	0 à 4	600 (200bars)	0,2 à 20	25 à 45	sec à min
SNG [14]	50 à 1000	heurs à semaines	30 ans	négligeable	1800 (200bars)	0,2 à 2	25 à 50	sec à min

1 . Technologie 2 . Puissance 3 . Densité d'énergie 4 . Densité de puissance 5 . Rendement 6 . Supercondensateur 7 . Pumped Hydroelectric Storage (Stockage par pompage hydraulique) 8 . Compressed Air Energy Storage (Stockage par air comprimé) 9 . Volant d'inertie 10 . Batterie sodium-soufre 11 . Batterie Lithium Ion 12 . Batterie à oxydoréduction 13 . Hydrogène 14 . Synthetic Natural Gas (Gaz naturel synthétique)

Enfin, il peut être nécessaire de comparer la capacité de ces moyens de stockage à conserver leur niveau de charge, caractérisée par l'auto décharge qui dépend de la technologie. Elle peut être due à des réactions électrochimiques (batterie), à des pertes mécaniques (volant d'inertie), ou à d'autres phénomènes physiques.

Parmi les technologies les plus matures citées dans la littérature, associées à différents systèmes de gestion de l'énergie, on retrouve : les batteries (Lithium-Ion, Sodium-souffre, etc.) dans les travaux [68, 82, 35, 9, 96, 22, 1, 45, 10, 31], les Supercondensateur (SC) pour les applications à dynamique rapide [41, 9, 53, 64, 8, 96, 1], les stockages par pompage hydraulique [68, 63] ou encore les volants d'inertie pour les applications à dynamiques plus lente (ou stationnaire) [82, 9, 53].

Parmi les technologies moins matures, on peut retrouver les systèmes de stockage par hydrogène (Électrolyseur et stockage d'hydrogène). L'hydrogène est une molécule très énergétique (1 kg d'hydrogène

peut libérer environ trois fois plus d'énergie qu'1 kg d'essence). Mais, à poids égal, elle occupe un volume beaucoup plus important que les autres gaz (exemple : pour produire la même quantité d'énergie qu'1 kg d'essence, ce qui représente environ 1,3 L à pression atmosphérique, il faut 4,6 litres d'hydrogène comprimé à 700 bars). La production d'hydrogène peut se faire par électrolyse, pour cela il est nécessaire de disposer d'une source d'hydrogène comme l'eau pure (eau distillée) et une source d'énergie comme l'électricité pour séparer les molécules d'oxygène et d'hydrogène contenues dans l'eau. Cependant, les technologies de production d'hydrogène électrolytique sont encore peu répandues à grande échelle, du fait de leur coût élevé et des problématiques de transport et de stockage dues à la légèreté de l'hydrogène. Leur déploiement repose sur l'essor de l'électricité issue d'EnR, pour la production de stocks (sous forme gazeuse, liquide ou solide), et des piles à combustibles PàC pour la conversion en électricité [52].

Durant ces travaux, il a été tenu compte de la dynamique du profil de consommation et des différentes caractéristiques des sources pour sélectionner les moyens de stockage et les SGE appropriés.

1.4 Les systèmes de gestion de l'énergie à différentes échelles

Les contraintes énergétiques et environnementales exposées dans les sections précédentes imposent un changement de paradigme dans la gestion de l'énergie. En pratique, cela se traduit par le développement de SGE pour le pilotage de systèmes hybrides multi sources multi stockage. Cette section présente différentes architectures d'hybridation, ainsi que les lois de commande adaptées.

1.4.1 Les Micros réseau

Selon la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) [28], les réseaux intelligents (aussi appelés SmartGrid (SG)) sont des réseaux électriques publics équipés de technologies de l'information et de la communication dans le but d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tout instant, tout en assurant un approvisionnement sûr, durable et compétitif aux consommateurs. Communicants et interactifs, ils permettent d'échanger des données entre les différents acteurs du système électrique, ouvrant la voie à l'échelle individuelle comme à l'échelle des collectivités, au concept de bâtiment intelligent, pour une meilleure gestion des contraintes environnementales et technico-économiques (intégration des EnR, détection et réparation plus rapides des pannes, facturation plus précise et offres tarifaires plus diversifiées). La figure 1.1 montre un exemple de structure d'un SG.

Toujours selon la CRE [59], le concept de MR repose sur la conception d'un réseau électrique de petite taille pour un approvisionnement électrique fiable et de qualité à un petit nombre de consommateurs. Les MR intègrent plusieurs des éléments décrits dans les sections précédentes, et peuvent être connectés ou non au réseau de distribution. Un SG peut contenir plusieurs MR.

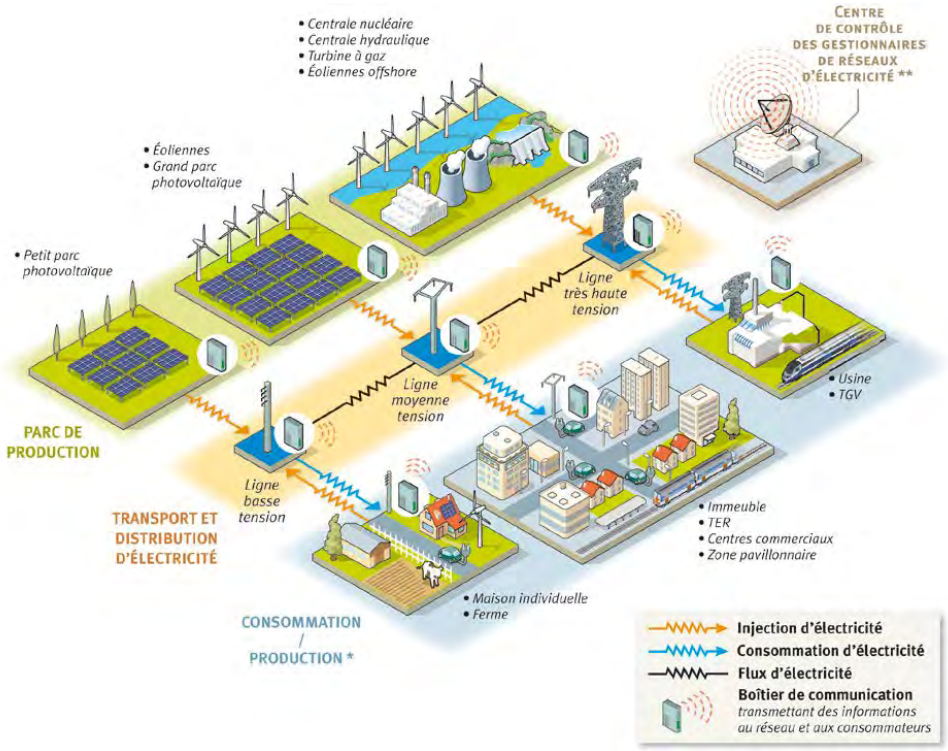


FIGURE 1.1 – Exemple d'un schéma de SmartGrid [25]

1.4.2 L'hybridation des sources

L'hybridation multi sources multi stockage permet de faire face aux problématiques liées à l'injection d'EnR, en particulier la nature intermittente et stochastique des ressources dépendantes des cycles diurnes et des conditions météorologiques. La figure 1.2 montre un exemple d'architecture de réseau hybride.

Les architectures d'hybridation et de couplage multi source multi stockage dépendent des objectifs d'application :

— installations stationnaires reliées au réseau principal,
— installations stationnaires en site isolé (alimentation de locaux non connectés au réseau principal, etc.),
— transport (véhicule électrique, tram, etc.),
— et autres systèmes isolés destinés à l'alimentation de charges (stations de mesures, etc.).

Les installations stationnaires connectées au réseau subissent aussi une modification de leurs infrastructures due à l'intégration des EnR. Si beaucoup d'installations stationnaires raccordées au réseau sont fortement dépendantes de l'énergie fossile, cette dépendance est accrue pour les territoires insulaires

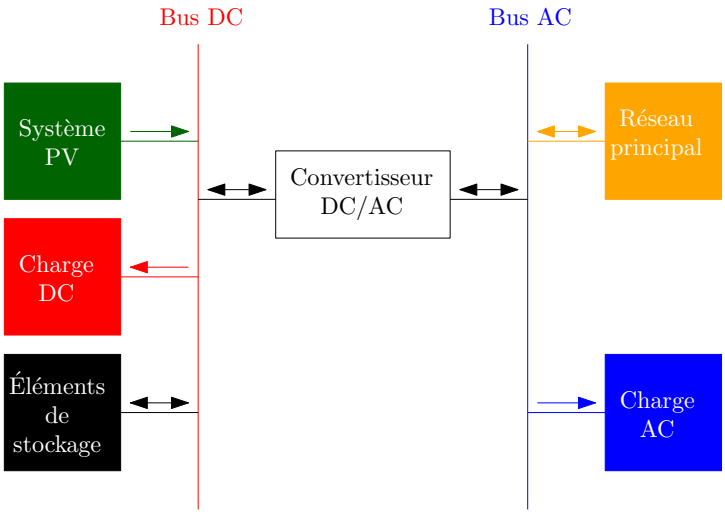


FIGURE 1.2 – Exemple d'architecture de système hybride

et les ZNI dépourvus de ressources locales suffisantes. À La Réunion, la production d'électricité dépend à 30 % du fioul lourd et du gazole et à 38 % du charbon (voir annexe B.3) [16].

À ce jour, l'hybridation la plus courante pour les installations stationnaires connectées au réseau est la combinaison PV/batteries/réseau. Dans cette configuration, les batteries sont utilisées en complément des PV lors des périodes à faible ensoleillement. Dans [33, 50], les auteurs ont étudié cette configuration en la combinant à une micro turbine, qui permet d'ajouter de l'inertie au système et de diminuer les variations de niveau de charge des batteries. Dans [82, 35] les auteurs ont étudié plusieurs configurations avec différents systèmes de stockage (batterie, volant d'inertie). Dans [12, 49, 65], les auteurs ont étudié des configurations plus complexes, de type PV/éolienne/batterie/micro turbine/PàC, connectées au réseau principal. L'avantage de la PàC dans ce type de systèmes est la dissociation du stockage d'énergie et de la puissance. En effet, la PàC utilise de l'hydrogène qui peut être stocké sous plusieurs formes (solide, liquide ou gazeux). Un des inconvénients est qu'il faut prévoir un système de production d'hydrogène, qui peut être très coûteux selon.

Pour les installations domestiques en site isolé, le type d'hybridation le plus couramment utilisé actuellement est le couplage PV/batteries. Cette combinaison permet de garantir une continuée de service en cas d'ensoleillement insuffisant. En fonction des besoins (énergie, puissance) et des contraintes (distance, temps de réponse), d'autres types d'hybridation sont envisageables. Dans [63], les auteurs ont étudié l'alimentation d'un MR Courant Alternatif (AC) de petite puissance à 50 Hz, avec la combinaison de 59,4 MW d'éolienne et un stockage par pompage d'une capacité de 60 MWh. Le stockage par pompage permet une grande capacité de stockage, une puissance d'installation élevée et une bonne inertie, mais nécessite une surface d'installation élevée (taille des bassins) liée à la capacité de stockage nécessaire.

Dans [105], les auteurs ont étudié la stabilité d'un MR AC à 50 Hz/220 V alimenté par la combinaison de 10 kW de PV, d'une PàC de 3 kW et d'une micro turbine de 3 kW. Dans [78], l'auteur a étudié le système de stockage Vehicle-to-grid combiné à un système PV/générateur diésel. L'option Vehicle-to-grid permet de réinjecter sur le réseau l'énergie stockée par les batteries des voitures électriques lors des périodes de stationnement.

À La Réunion, EDF a installé un système hybride PV/Électrolyseur/PàC/batteries pour l'alimentation de plusieurs bâtiments publics en site isolé (village du Cirque de Mafate). Le projet SAGES (Smart Autonomous Green Energy System) regroupant EDF, l'ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie), SIDELEC (Syndicat Intercommunal d'Électricité de La Réunion) et la société PowiDian couple 8 kWc de panneaux PV à 4 batteries Li-ion de 16 kWh pour le stockage court terme (1 à 2 jours), et pour le stockage long terme (5 jours), une chaîne hydrogène associant un électrolyseur d'une capacité de 500 L/h, un réservoir de stockage sous forme de gaz de 1100 L à 33 bars et une PàC de 2,5 kW [5, 7].

Concernant le domaine du transport, cela fait plusieurs années que se développe l'hybridation des moteurs thermiques et électriques, qui permet de réduire considérablement la consommation d'énergie fossile. Dans [10], les auteurs ont montré que la combinaison d'un moteur thermique et d'un moteur électrique permet une économie de fuel de l'ordre de 20 %, en fonction du trajet et de la méthode de gestion. La transition énergétique encourage le développement de véhicules électriques, mais les caractéristiques des batteries ne permettent pas d'atteindre une autonomie comparable à celle des véhicules à moteur thermique. Parmi les technologies alternatives, les piles à combustible sont en plein essor. Dans [41, 9, 53, 20], les auteurs ont étudié la combinaison PàC/SC. L'utilisation de la PàC est plus écologique (aucune émission de CO_2) que l'utilisation des moteurs thermiques standards. Dans ce contexte, les SC sont utilisées pour limiter les dégradations de la PàC dues aux profils dynamiques de la charge d'un véhicule, pas toujours compatible avec le temps de réponse de la PàC. Dans le même objectif, les auteurs dans [31] ont étudié la combinaison PàC/batteries. L'utilisation de l'hydrogène au travers de PàC dans les véhicules électriques permet de développer des véhicules propres, mais les caractéristiques physiques des PàC rendent difficile leur utilisation sans batterie. En effet, pour assurer un bon état de santé des PàC dans les systèmes embarqués (dont le profil de charge n'est pas connu à l'avance) et pour atteindre 5000 h de fonctionnement et les rendre compétitives dans les applications industrielles, il est recommandé de limiter les fortes demandes en puissance instantanées. L'hybridation permet de maintenir des conditions de fonctionnement compatibles avec un bon état de santé des PàC, et de pallier les fortes demandes en puissance instantanées (SC, batteries, etc.).

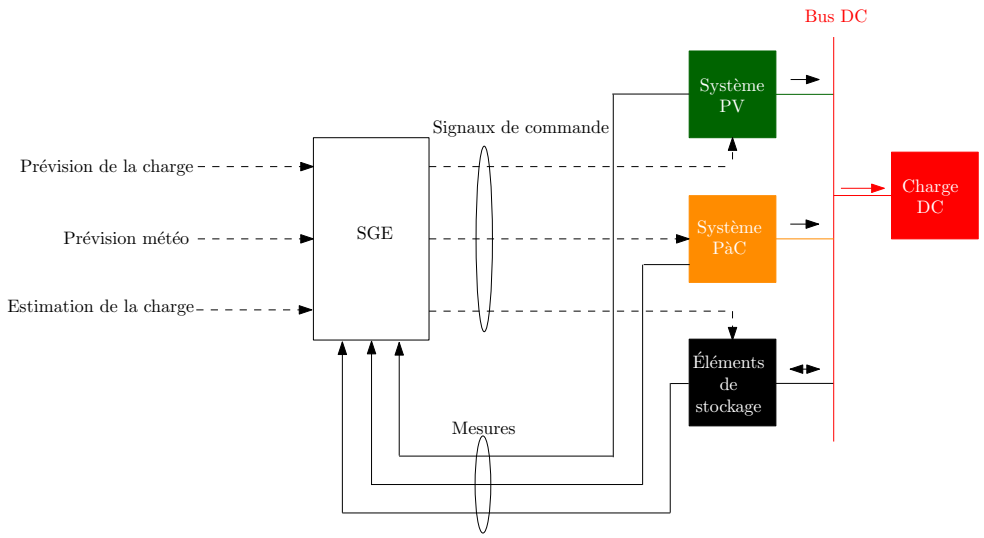


FIGURE 1.3 – Exemple d'une structure hybride avec système de gestion de l'énergie

De multiples configurations font l'objet de travaux de recherche, comme l'hybridation PàC/SC [64] ou le couplage SC/machine synchrone [8]. Dans [79] les auteurs ont réalisé un stockage combiné avec batteries/SC pour un système PV connecté au réseau. Dans [30], les auteurs ont intégré à la combinaison PV/PàC/batteries un système d'électrolyse pour la production d'hydrogène.

1.4.3 Les systèmes de gestion de l'énergie

Aafin de tirer un maximum de bénéfice des combinaisons choisies, l'hybridation des sources est le plus souvent combinée à un SGE. La figure 1.3 illustre la structure d'un système hybride avec SGE. La littérature fait état de méthodes basées sur la régulation de courant ou de tension, de méthodes centrées sur l'équilibre production/consommation, ou encore de méthodes basées sur une classification de la charge en vue de la déplacer dans le temps, ou de réaliser des démarrages/arrêts des éléments de la charge en fonction de la puissance disponible. Ces différentes méthodes ont pu être étudiées et leur efficacité démontrée.

Les algorithmes de décision par règles de priorité sont utilisés dans la gestion de l'énergie. Dans [30], le SGE répartit la puissance produite par le système PV entre la charge, le système d'électrolyse et les batteries en fonction de la puissance disponible. Si la puissance PV est suffisante, la charge est alimentée uniquement par le système PV. Dans le cas d'une surproduction et d'un niveau d'hydrogène inférieur au niveau maximum, l'excédant de puissance PV alimente l'électrolyseur. Dans le cas où le niveau d'hydrogène est à son maximum, l'excédant est fourni aux batteries. Lorsque le stockage d'hydrogène est à son maximum et que les batteries sont totalement chargées, le système PV est totalement déconnecté du système. Dans le cas où la puissance PV est insuffisante, alors la PàC fournit le manque de puissance si le seuil minimum de puissance de fonctionnement de la PàC est atteint et si le niveau

stockage d'hydrogène le permet. Dans le cas contraire, ce sont les batteries qui fournissent le manque de puissance. Cette méthode est surtout utilisée pour le dimensionnement d'un système hybride. Dans le cas d'un contrôle en temps réel, elle doit être combinée avec d'autres méthodes de contrôle pour assurer l'équilibre production/consommation à chaque instant et respecter les contraintes de chaque élément.

Dans [45], les auteurs proposent une stratégie basée sur l'identification de la charge afin de garantir le maintien de l'équilibre production/consommation, en démarrant des éléments de la charge lorsque la production est suffisante, ou en les arrêtant lorsque la production est insuffisante. L'auteur classe les charges en fonction de leurs durées d'alimentation (charge qui doit être alimentée en permanence, charge qui peut être mise en veille, etc.). Les éléments composant la charge peuvent aussi être classés par ordre de priorité [3]. D'autres stratégies consistent à délester ou à restaurer la charge en fonction de la puissance disponible [50], ou à réguler la tension du bus DC en connectant/déconnectant les charges [47]. Les méthodes basées sur la gestion de la charge nécessitent cependant une classification des charges pour assurer l'alimentation de celles qui ne peuvent être déconnectées (ex : réfrigérateur). Elles peuvent poser problème dans le cas des charges qui doivent être alimentées sans interruption lorsqu'elles sont mises en service (ex : machine à laver). De plus, ces méthodes, dont l'alimentation des appareils dépend de la disponibilité de l'énergie, nécessitent un changement dans l'opinion publique, car le consommateur doit accepter de ne pouvoir utiliser ces appareils lorsque l'énergie est insuffisante.

Une autre approche consiste à connecter entre eux plusieurs réseaux composés de systèmes hybrides (appelés MR) raccordés au réseau principal. La stabilité de l'ensemble peut alors résulter de l'interconnexion des sources et des charges lorsque la production et la consommation s'équilibrent à l'échelle des MR, ou d'un apport d'énergie par le réseau principal lorsqu'aucun des MR ne peut compenser le déficit [65]. Les auteurs dans [83] ont utilisé des systèmes multi agents et des algorithmes d'optimisation par métaheuristiques pour réaliser une gestion de l'énergie dans les MR. Les systèmes multi agents permettent de décomposer les différentes entités en interaction en plusieurs agents afin de les coordonner entre eux. Cette méthode à l'avantage de maximiser l'utilisation des énergies renouvelables dans la globalité du réseau en optimisant l'échange d'énergie entre chaque MR.

En utilisant des batteries ou des SC dans le but de stabiliser un MR, une autre approche consiste à piloter la charge ou la décharge de ses éléments lorsque l'équilibre production/consommation est compromis. Pour cela la régulation de leurs niveaux de charge est une solution qui a été étudiée par les auteurs dans [13]. Dans ce contexte encore, la définition des références en puissance pour chaque élément peut tenir compte des critères environnementaux et technico-économiques et de l'incertitude de la prévision de la production PV [33].

D'autres auteurs ont appliqué une régulation de fréquence sur un réseau alternatif, afin de maintenir celle-ci dans un intervalle sûr [63, 84, 49, 6]. En effet, les variations de fréquence sur le réseau sont le reflet de la stabilité de celui-ci. Cette méthode n'est cependant applicable que sur les MR AC non connectés au réseau principal, le réseau principal ayant son propre contrôle pour le stabiliser. Dans [54], les auteurs utilisent un contrôle multi-variable H_∞ pour la régulation de fréquence dans un MR intégrant des SC, un système PV et un générateur diesel. Ils montrent que l'association du système de stockage par SC permet une meilleur stabilité sur la fréquence, et que le contrôleur H_∞ donne de meilleures performances que les régulateurs Intégral-Proportionnel (IP) classique.

La répartition de l'énergie peut s'écrire comme un problème d'optimisation sous contrainte. La résolution de ce problème consiste à minimiser une fonction de coût mesurant l'écart entre les valeurs cibles (objectifs) et les valeurs réelles (mesures) de variables caractéristiques de l'état du système, en respectant les contraintes, qu'elles soient déterministes (coût de l'énergie, réglementation, dimensionnement) ou stochastiques (prévisions de la charge et de la production, aléas climatiques, risques de panne). Cette approche a été validée dans [68] : l'auteur propose un algorithme qui prend en compte le coût de production et l'incertitude sur la ressource des énergies renouvelables pour répartir la production entre chaque générateur. Il montre les performances de son algorithme en simulation pour assurer l'équilibre production/consommation. Dans le cas des problèmes d'optimisation des flux d'énergie, le paramétrage du SGE repose sur une optimisation hors-ligne (appelée aussi planification long terme). Cette optimisation hors-ligne peut être réajustée en ligne afin de tenir compte des écarts entre les prévisions et les valeurs réelles. Cette approche est validée dans [82] : l'auteur résout un problème d'optimisation afin de définir un profil de puissance appelée ou injectée sur le réseau. Dans [53], l'auteur a quant à lui opté pour une optimisation hors ligne seule pour maximiser le rendement global du système intégré dans un tramway, la connaissance anticipée du profil du trajet permettant de déterminer un grand nombre de paramètres (profil et longueur du parcours, arrêts en stations et cycle de puissance et de vitesse). Dans [102], l'auteur a choisi de déterminer une réserve de puissance nécessaire au maintien de l'équilibre production/consommation en prenant en compte les prévisions de production PV et de consommation de la charge. La réserve calculée est le résultat d'un problème d'optimisation qui prend en compte l'incertitude de prévision, des critères de coût, des critères environnementaux, etc. L'auteur montre la précision et l'efficacité de son SGE en simulation sur 4 scénarios différents, et en pratique. L'avantage de l'utilisation d'un problème d'optimisation est l'intégration de multiples critères (environnementaux, stochastiques, etc.) pour déterminer la répartition de la puissance. Cependant, le coût de calcul peut être élevé, et ne permet pas toujours le contrôle en temps réel d'un système à dynamique rapide.

Dans [9, 41], les auteurs ont opté pour un contrôle dynamique des éléments d'un véhicule électrique composé d'une PàC et de SC, afin de limiter les variations brusques du courant sur le système PàC,

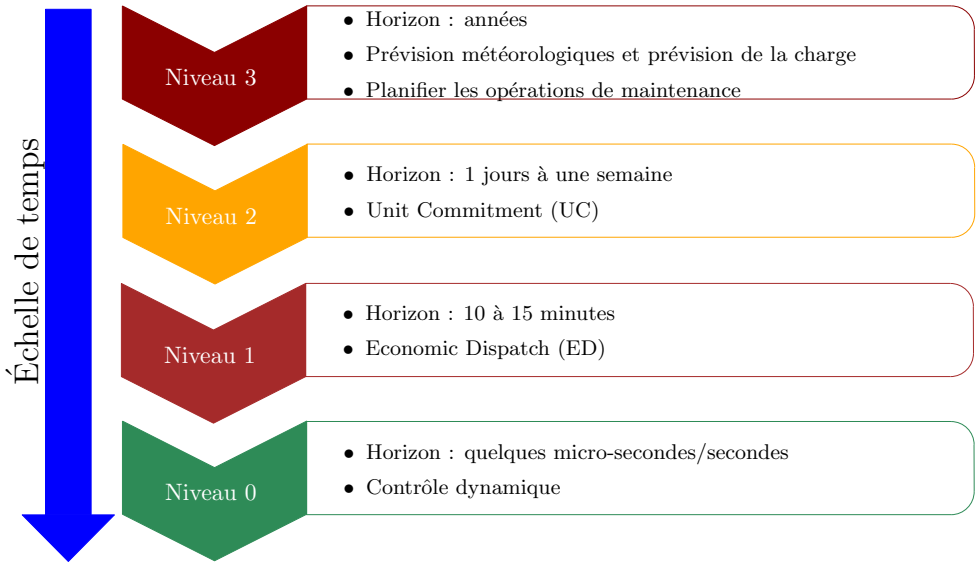


FIGURE 1.4 – Les différentes échelles de temps de la gestion de l'énergie [22]

affectées aux SC par le SGE. Cette méthode a été validée en simulation et sur une plateforme Hardware-in-The-Loop (HIL). Une autre stratégie consiste à réguler la tension du bus DC pour stabiliser le système. Cette gestion peut être réalisée par des seuils hauts et bas [8]. Des régulateurs peuvent être utilisés dans le but de répartir la puissance de la charge entre chaque élément [31, 93, 89, 79]. Dans [109], les auteurs ont régulé la tension du bus DC dans deux modes différents. Un mode connecté au réseau qui maintient la tension du bus DC *via* le convertisseur AC/DC (contrôleur *dq*), et un mode îloté où le SGE sollicite le système de stockage afin de réguler la tension grâce à des régulateurs Proportionnel-Intégral (PI). Les résultats de cette stratégie ont été validés en simulation. Le contrôle dynamique permet d'assurer la stabilité du système à tout instant et de piloter le système en temps réel. Mais il présente l'inconvénient de ne pas pouvoir prendre en compte les états du système sur un horizon lointain, en raison du coût de calcul engendré (augmentation du pas de calcul qui limite son utilisation en temps réel). Dans [48], les auteurs comparent les performances de la programmation dynamique stochastique et une stratégie de minimisation de la consommation équivalente dans le cas d'un scooter électrique équipé d'une PàC et de SC. Ils concluent que la programmation dynamique stochastique offre de meilleures performances avec une consommation d'hydrogène plus faible, et un niveau d'énergie des SC plus éloigné de la référence à la fin de la simulation.

La gestion de l'énergie peut s'effectuer à différentes échelles de temps (cf. Fig. 1.4). Des prévisions sur un horizon d'un an peuvent être prises en compte dans le but de dimensionner les équipements et le réseau de distribution, ou de planifier des opérations de maintenance par exemple (niveau 3). Des prévisions sur un horizon allant d'une dizaine de minutes à une semaine permettent d'établir des plans d'engagement qui déterminent les séquences de démarrages/arrêts des éléments de conversion ou de

stockage (niveaux 2 et 1). Un contrôle dynamique peut être réalisé avec un pas de temps allant de la dizaine de microsecondes à quelques secondes afin de s'assurer de la stabilité du système (niveau 0). Ces différents niveaux de contrôle peuvent tenir compte à la fois de contraintes techniques (fiabilité, performance, durée de vie des équipements), environnementales (maximisation de l'injection d'EnR sur le réseau), économiques (marché de l'énergie) et réglementaires (Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE)).

Dans ces travaux, 3 niveaux sont pris en compte par 3 couches de contrôle différentes. Le premier est celui de la régulation de courant (quelques centaines de μs) qui assure le suivi de consigne des différents éléments. Le deuxième a pour objectif de définir les différentes références en courant de chaque élément (quelque μs à quelque ms) afin de réguler la tension du bus DC et le niveau de charge des batteries. Et le troisième a pour objectif de définir les séquences de démarrages/arrêts des éléments de conversion ou de stockage, en prenant en compte les prévisions de production et de consommation, les conditions météorologiques, ainsi que les contraintes de chaque élément (pas de temps de quelque minute prenant en compte un horizon de prédiction sur plusieurs heures).

1.4.4 Les lois de commande

Les SGE précédemment cités intègrent pour la plupart une ou plusieurs loi(s) de commande. Ces lois de commande permettent de définir comment le système va être géré, quel paramètre devra être pris en compte et quelle sera la variable de commande du système. Elles peuvent reposer sur un modèle du système, basé sur une connaissance des équations physiques de la physique qui décrivent son fonctionnement (modèle boîte blanche), ou identifié à partir des données en entrée-sortie du système pour reproduire son comportement (modèle boîte noire). La combinaison de ces deux approches s'appelle modèle hybride. Les commandes à base de modèle se classent en deux catégories : linéaire (basées sur un modèle linéaire ou linéarisé, c'est-à-dire que la variable d'état est linéairement dépendante de la variable de commande) et non linéaire (basées sur un modèle non linéaire). Dans les lois de commandes utilisées dans la littérature, on retrouve les commandes optimales, basées sur la minimisation ou la maximisation d'un critère pré défini, les commandes basées sur la passivité, la commande plate, etc.

La commande par passivité est aussi une méthode validée par plusieurs auteurs. Dans [41], l'auteur utilise la passivité pour définir le courant de référence de chaque élément et utilise un contrôleur PI pour la régulation de courant. Dans [9], l'auteur présente une utilisation similaire de la commande passive. L'auteur dans [14] combine la commande par passivité avec la commande par backstepping pour le pilotage d'un moteur synchrone à aimants. La commande par passivité repose sur la convergence de l'énergie de l'erreur vers une valeur nulle. Elle assure la stabilité du système bouclé en le rendant passif.

Une stratégie à base de logique floue a été utilisée dans [1], afin de répartir les flux de puissance entre plusieurs éléments et piloter le système en temps réel. Le principe consiste à utiliser des valeurs linguistiques, comme « petit » et « grand » pour décrire des variables numériques, sans recourir à un modèle. Les domaines des valeurs numériques sont partitionnées en classes. Chacune des classes, identifiées par un terme linguistique, est caractérisée par une fonction d'appartenance définissant le degré des valeurs numériques de cette classe. Cependant, le fait d'utiliser des décisions pour piloter un système ne permet pas de garantir l'optimalité de la commande [95, 34].

Une commande qui tend à se démocratiser est la commande prédictive. Elle peut s'utiliser pour un système linéaire, mais aussi pour un système non linéaire. Dans [10], les auteurs ont appliqué une commande prédictive au pilotage d'un véhicule hybride électrique, pour diminuer la consommation en carburant et recharger les batteries. Cette méthode a été validée en simulation et ses performances ont montré que l'économie en carburant peut être plus ou moins importante, en fonction de l'horizon de prédiction. Dans [13], les auteurs comparent les performances d'une commande prédictive et d'un contrôleur PI pour le pilotage des éléments d'un véhicule hybride. Ils ont démontré que les contraintes du système sont mieux respectées avec une commande prédictive. Les performances de cette commande ont aussi été démontrées dans [22] : l'auteur l'utilise dans un superviseur afin d'améliorer les performances d'une cellule multi sources. Son objectif est de minimiser le recours aux énergies fossiles, tout en améliorant le suivi de consigne de la puissance. L'évaluation des performances de la commande en simulation et en test en temps réel a pu montrer son efficacité. La commande prédictive peut être aussi utilisée pour du contrôle dynamique. Dans [64] les auteurs utilisent la commande prédictive pour définir les références en courant des éléments d'un véhicule électrique hybride. La commande prend en considération les différentes contraintes (temps de réponse, seuils minimum et maximum, etc.) afin d'assurer une utilisation optimale de chaque élément. Les résultats de tests expérimentaux démontrent les performances de ce type de commande en temps réel. Dans [79], les auteurs utilisent la commande prédictive dans le but de réguler la répartition de puissance des éléments d'un MR. Les performances de la commande sont comparées à celles d'un régulateur PI, et démontrent les meilleures performances de la commande prédictive en simulation et expérimentalement. Dans [99], les auteurs utilisent la commande prédictive afin de piloter la tension des condensateurs d'un onduleur de type Packed U Cell (PUC) et le courant du réseau pour la connexion d'un système PV. Les résultats de la simulation attestent des performances du contrôleur à maintenir la fréquence du réseau à 50Hz, avec un faible taux de distorsion harmonique.

Dans [31], les auteurs utilisent la commande prédictive pour la répartition de puissance dans un véhicule électrique hybride. Dans [78], l'auteur utilise avec succès la commande prédictive à multiple horizon pour piloter une maison intelligente. Dans [69], les auteurs démontrent les performances de la commande prédictive pour le pilotage d'un data-center. L'auteur dans [68] développe une commande

prédictive qui peut être appliqué afin de piloter la fréquence du bus AC ou la température d'un bâtiment.

En pratique, les régulateurs Proportionnel-Intégral-Dérivé (PID) sont les plus utilisés. La loi de commande repose uniquement sur l'erreur entre la consigne et la valeur mesurée. La structure de ce type de régulateurs peut varier d'une application à une autre (série, parallèle ou mixte). Dans [93, 109], les auteurs utilisent des régulateurs PI pour réguler la tension du bus. Le premier PI génère la référence en courant en fonction de l'erreur entre la consigne et la mesure de tension, puis un deuxième PI génère la consigne pour piloter le convertisseur en fonction de l'erreur entre la référence en courant, générée précédemment, et la mesure. Dans [89], l'auteur utilise des régulateurs PI pour piloter différents convertisseurs DC/DC. Ce type de commande est généralement facile à mettre en œuvre. Les contraintes prises en compte se limitent cependant à des seuils d'amplitude et au temps de réponse du système.

1.5 Positionnement des travaux

1.5.1 Problématiques liées au développement des énergies renouvelables

Depuis plusieurs années, la tendance est au développement des EnR à cause des problèmes liés aux énergies fossiles. En effet, l'utilisation des énergies fossiles provoque une augmentation de la température ambiante qui résulte d'une forte émission de gaz à effet de serre. Ceci concerne la production électrique comme le secteur des transports. Les problématiques liées aux énergies fossiles sont encore plus présentes dans les ZNI où leur utilisation nécessite une importation massive de ressources primaires. L'implantation des EnR pose toutefois quelques problématiques :

— L'aspect stochastique des sources primaire (le soleil, le vent, etc.) peut provoquer des instabilités dans le réseau lorsque la production varie brusquement.
— Les éléments de stockage sont pour le moment très volumineux et peuvent parfois être très coûteux.
— Le développement et l'intégration des SGE peuvent être fastidieux.
— La législation actuelle ne permet pas une intégration massive des EnR en France.

Ces problématiques soulèvent plusieurs questions :

— Quels éléments doivent être pris en compte pour prendre en compte l'aspect stochastique des EnR ?
— Quels systèmes de stockage de l'énergie est le plus adéquat pour faciliter l'intégration des EnR ?
— Comment gérer la production et le stockage de l'énergie des systèmes intégrant les EnR ?
— Quels impacts économiques aura l'intégration des EnR sur les réseaux actuels ?

— Quel est le taux de risque d'instabilité acceptable sur le réseau ?
— Comment assurer la flexibilité du système ?

Durant ces travaux, nous allons tenter de réponde à quelques-unes de ces questions.

1.5.2 Situation énergétique de La Réunion

1.5.2.1 Contexte énergétique

Outre sa situation géographique, La Réunion a la particularité d'être une ZNI, ce qui impose une production locale d'électricité. Comme montré sur l'annexe B.3, la production d'électricité sur le territoire dépend, en grande partie, des énergies fossiles (principalement le fioul lourd, le gazole et le charbon). D'après le Bilan Énergétique de La Réunion (BER) [16], la production électrique dépend à 67,6 % des énergies fossiles, et à 32,4 % des énergies renouvelables.
La problématique se pose tout aussi bien pour le domaine des transports. La consommation en carburant (gazole et super sans-plomb) dans ce domaine n'a cessé d'augmenter depuis l'an 2000, avec une nette augmentation de la consommation de gazole et une baisse de la consommation de sang plomb [16] (voir annexe B.4). En 2006, La Réunion comptait 396 462 véhicules contre 444 052 en 2016.

Au final, le taux de dépendance énergétique (part des énergies fossiles importées dans la consommation d'énergie) de La Réunion en 2017 était de 87 %. Cette situation impose une importation massive de ressources fossiles, nécessaires pour combler la demande en électricité qui augmente constamment (voir annexes B.1 et B.2).
Cette utilisation massive des énergies fossiles est non seulement problématique d'un point de vue écologique (émission de gaz à effet de serre, changement climatique, etc.), mais aussi d'un point de vue économique. C'est pour cela que les politiques régionales définissent comme objectif, en accord avec la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), l'autonomie énergétique en termes de production d'électricité d'ici 2030.

Dans cette optique, on peut voir dans l'annexe B.2 que la production électrique d'origine renouvelable (PV, Éolien et Biogaz) a considérablement augmenté depuis 2004, passant de 0,1 GWh en 2004 à 283,8 GWh en 2017. A La Réunion, la faible variabilité saisonnière de la ressource solaire encourage le développement des filières PV et solaire thermique. La production PV est passée de 1,6 GWh en 2006 à 256,5 GWh en 2017 et le nombre de chauffe-eau solaires est passé de 17 185 unités installées en l'an 2000 à 155 756 en 2017 [16]. De plus, avec l'installation de plusieurs prises de recharge (103 prises en mars 2018) sur le territoire (voir la carte en annexe B.5), les véhicules hybrides et électriques ont de plus en plus leur place à la Réunion, passant de 38 véhicules en 2006 à 5603 en 2017 [16].

1.5.2.2 Les projets structurants

De plus, plusieurs projets sont en cours d'étude pour améliorer le cadre de vie et la situation énergétique de La Réunion. Ces projets sont développés dans 4 villes de La Réunion : à Saint Paul, à Saint Pierre, à La Possession et à Saint Denis.

Dans le secteur de Saint Paul, La Possession et le Port, labellisé EcoCité en 2009, le projet EcoCité [94] a été retenu dans le programme d'investissement d'avenir Ville de demain. Il consiste à favoriser les outils de production de terres fertiles, le renforcement de la filière d'agriculture, d'appliquer des mesures de confort thermique, acoustique et aéraulique en mettant en place la conception d'îlots de fraîcheur, de bâtiments favorisant la ventilation naturelle, etc. Il aura aussi pour but de développer un nouveau réseau de transport écologique. D'un point de vue écologique, le projet vise une performance des activités et des services urbains dans le respect des grands équilibres environnementaux, grâce à la lutte contre les îlots de chaleur, l'approche aéraulique, l'éco-construction, les MR, etc. L'EcoCité aura pour but d'être un territoire à énergie positive grâce au déploiement d'énergies nouvelles (énergies thermiques des mers, projet Seaventuri, Hydroélectricité, etc.), mais aussi par le déploiement de SG pour une production décentralisée, la maîtrise de la consommation, des systèmes de stockage et une nouvelle architecture réseau pilotable.

À Saint-Pierre, dans le quartier de la Ravine Blanche, le Programme de Rénovation Urbain avait été initié en 2007 pour améliorer le cadre de vie dans le quartier en agissant sur les systèmes de transport, le confort thermique et en limitant son empreinte énergétique. Dans le domaine du transport, un réseau de TCSP (Transport Collectif en Site Propre) a été mis en place. De plus, une trame de cheminements piétons et de pistes cyclables a aussi été réalisée, avec une meilleure prise en compte des personnes à mobilité réduite. En ce qui concerne le secteur de l'énergie, plutôt que d'augmenter la production d'énergie par des énergies renouvelables, des mesures de diminution de la consommation d'énergie ont été prises pour le quartier (chauffe-eau solaire, principes de bio climatisme des bâtiments, etc.). Ceci, afin de permettre la diminution des émissions de gaz à effet de serre, mais aussi de diminuer l'effet d'îlot de chaleur. Des systèmes solaires de production d'électricité ont aussi vu le jour sur certaines écoles. Grâce à toutes ces mesures, la Ravine Blanche s'est vu attribuer le label d'écoquartier.

Le projet Cœur de Ville de La Possession, né en 2006 [87], consiste quant à lui à dynamiser le centre-ville grâce à une interconnexion des quartiers. Il aura pour objectif de favoriser le développement durable grâce à l'utilisation de la ventilation naturelle pour le confort thermique, l'utilisation de chauffe-eau solaires et l'encouragement à la maîtrise de l'énergie. Dans les espaces publics, la gestion des eaux pluviales traitées par un système de petits fossés végétalisés est aussi utilisée dans le but de rafraîchir la température ambiante afin d'améliorer le confort thermique. Une sensibilisation des constructeurs à l'installation de photovoltaïque est aussi faite dans la présentation du projet. Enfin,

la mise en place d'une interface informatique permettra aux habitants de contrôler leur consommation en énergie. Ce projet est l'un des premiers écoquartiers de La Réunion et sa livraison est prévue pour 2025.

À Saint Denis, le projet PRUNEL (Plan de Rénovation Urbaine Nord Est Littoral) a été présenté comme l'un des 20 projets lauréats de l'appel à manifestations d'intérêt 2016 [2]. Ce projet consiste en la réhabilitation des logements, la redynamisation des commerces, la rénovation des équipements et bien d'autres axes dans un périmètre de 150 hectares. C'est donc dans l'optique de ce projet que l'élaboration d'un plan de développement d'un MR pour le quartier PRUNEL PIA a été lancé. Il vise à intégrer un réseau électrique local indépendant, alimenté par les EnR (énergie solaire et éolienne, mais aussi un système de refroidissement par les eaux marines appelé Sea-Water Air Conditioning (SWAC) afin de rendre le quartier autonome en énergie d'ici 2025.

Comme nous pouvons le constater, il en ressort deux types d'actions :

— la première vise la diminution de la consommation énergétique (PRU Ravine Blanche et Coeur de Ville),
— et la seconde est la mise en place de SG et MR, combinée à des sources d'EnR.

1.5.3 Objectif de la thèse

En accord avec les problèmes liés au changement climatique et à la transition écologique, l'objectif de la thèse consiste à développer un SGE afin de piloter les éléments d'un dispositif de conversion et de stockage hybride, favorisant une meilleure utilisation des ressources disponibles localement (plus particulièrement le solaire). Dans ce contexte, le SGE doit assurer la stabilité du système en temps réel, en tenant compte à la fois des variations de la charge, du caractère stochastique de la ressource et de l'état des stocks, tout en optimisant la durée de vie des éléments qui constituent le dispositif.

1.5.4 Verrous scientifiques et technologiques

Les différents éléments de production et de stockage du système hybride et la structure du SGE sont choisis en accord avec la veille bibliographique.

La source d'énergie choisie est l'énergie PV, l'EnR la plus utilisée à La Réunion. Le PV est donc utilisé pour alimenter un système d'électrolyse, et l'hydrogène produit est réutilisé par une PàC pour restituer l'énergie demandée par la charge.

Avantage du PV :

— source d'énergie renouvelable n'émettant aucun gaz à effet de serre (GES),

— technologie mature et éprouvée,

— alternative favorable au remplacement des ressources fossiles pour diminuer l'impact carbone.

Inconvénients du PV :

— production fortement variable à cause de l'intermittence des phénomènes météorologiques,

— combinaison indispensable avec d'autres éléments pour pallier l'intermittence.

Un des éléments choisis pour le MR étudié est la PàC de type Membrane Electrolytique Polymère (PEM) (PàC à basse température). En dépit des nombreux avantages des systèmes PàC, qui peuvent avoir une importance majeure dans les systèmes de production électrique ou les transports, leurs inconvénients ne permettent pas un déploiement massif à grande échelle. De plus, la PàC nécessite une production d'hydrogène et ne peut donc fonctionner seule. Pour cela elle doit être associée à un système de production d'hydrogène et une source d'énergie.

Avantage de la PàC :

— source d'énergie n'utilisant que de l'hydrogène comme réactif (alternative aux énergies fossiles pour diminuer la pollution due à ces énergies),

— dimensionnement de la puissance de la pile totalement indépendant du dimensionnement de son stockage d'énergie (stockage de l'hydrogène).

Inconvénients de la PàC [108, 23, 70, 37, 110, 104, 107, 101, 88, 61, 60] :

— temps de réponse important, du fait du temps de réponse des régulateurs de gaz,

— système incompatible avec des variations brutales de la charge qui risquent de dégrader fortement ses performances dans le temps,

— plage de fonctionnement optimale réduite (ne doit pas fonctionner à de faibles et à de fortes puissances),

— conditions de démarrage-arrêt pouvant causer des dégradations (température, humidité, etc.).

Le système de production d'hydrogène choisi est un électrolyseur Alkalin. Les systèmes d'électrolyse de l'eau permettent de produire de l'hydrogène avec une source d'énergie et de l'eau pure. Mais ces systèmes présentent quasiment les mêmes inconvénients que les systèmes PàC [38, 85, 56, 21].

Ces trois éléments sont donc complémentaires pour gérer le caractère intermittent et diurne de l'énergie PV.

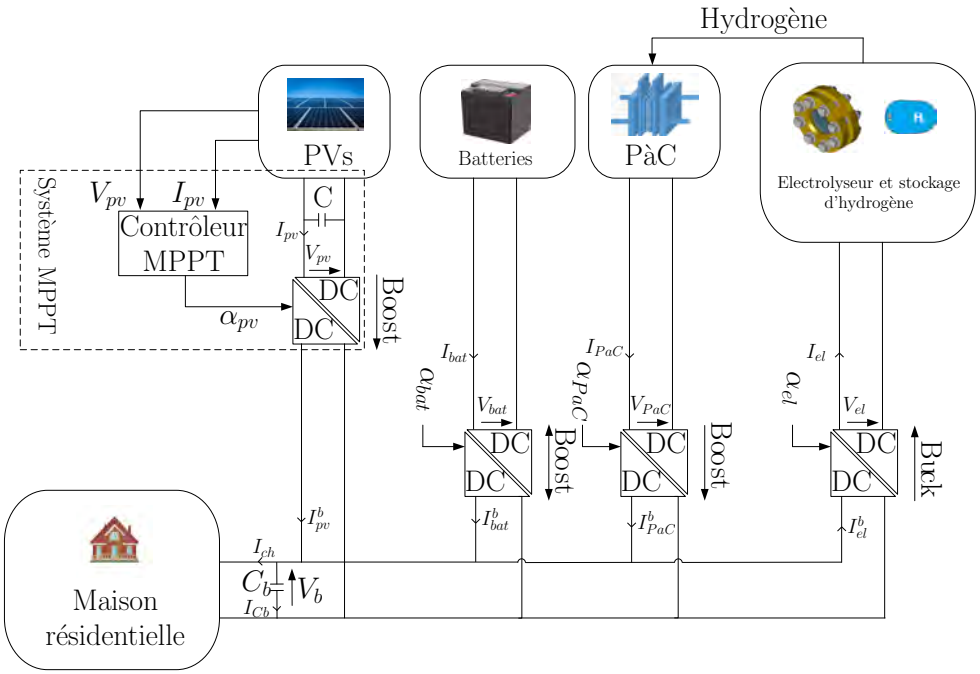


FIGURE 1.5 – Schéma électrique du système hybride choisi

Pour diminuer l'impact de la variation de la charge sur la PàC et de l'alimentation sur l'électrolyseur, un système de stockage avec un faible temps de réponse peut être utilisé. Dans ces travaux l'élément de stockage choisi est la batterie pour son faible temps de réponse et sa capacité de stockage élevée (voir tableau 1.3).

Avantage des batteries :

— technologie mature et éprouvée,

— combinaison avec les systèmes PV pour pallier l'intermittence,

— temps de réponse rapide des technologies Li-ion, permettant de pallier les limites des PàC et des électrolyseurs en termes de temps de réponse.

Inconvénients des batteries :

— masse et encombrement élevé selon la densité d'énergie/densité de puissance nécessaire,

— influence de l'état de charge et des cycles de charges sur la dégradation et la durée de vie.

La production d'énergie électrique *via* des systèmes PV est durable, mais l'intermittence et l'aspect stochastique de la ressource solaire impose l'hybridation avec des systèmes de conversion et de stockage d'énergie. Si l'hybridation avec des batteries est opérationnelle, un certain nombre de contraintes :

— faible densité énergétique,

— impact environnemental tout au long du cycle de vie,

— dimensionnements de la puissance et du stockage couplés,

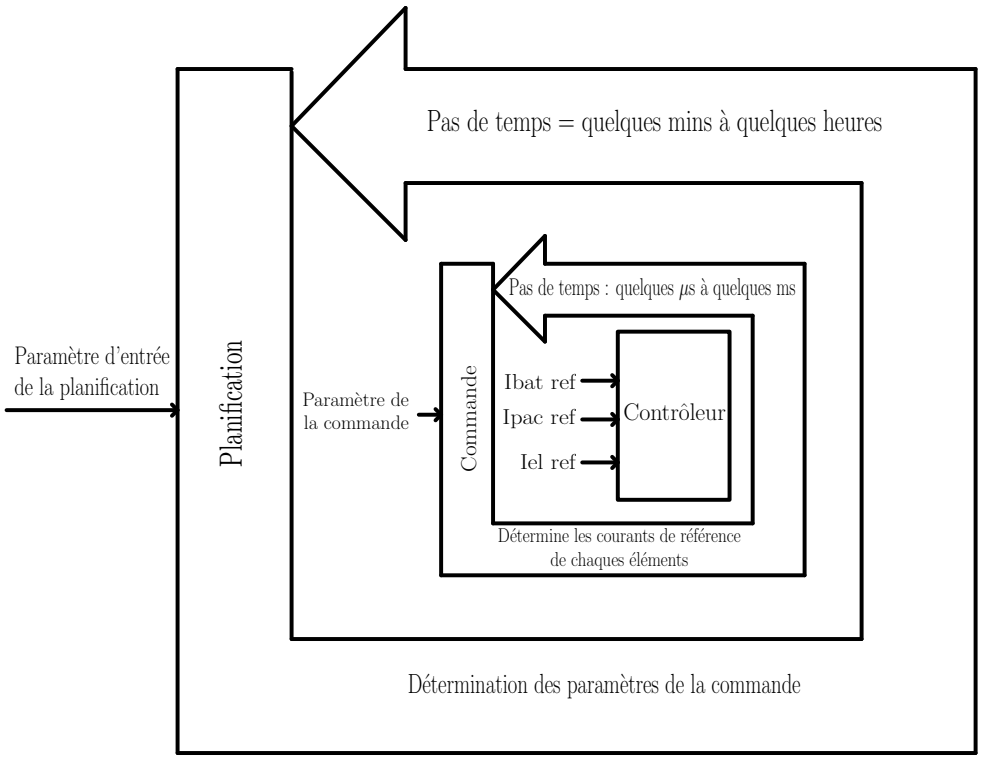


FIGURE 1.6 – Structure du Système de Gestion de l'Énergie choisie

encouragent le recours au vecteur hydrogène, à condition de dépasser les verrous qui freinent son déploiement à grande échelle : la durée de vie, la fiabilité et le coût des systèmes PàC et électrolyseurs.

La combinaison de la batterie avec la PàC et l'électrolyseur permet d'utiliser des batteries comme un stockage court terme, et donc de diminuer l'encombrement et de dissocier partiellement le dimensionnement de la puissance et du stockage. L'association de ces 4 éléments avec un SGE et des éléments permettant de piloter la puissance appelée (de type convertisseur statique DC/DC) permet de créer un MR totalement autonome en énergie. La figure 1.5 montre la structure du MR choisi pour ces travaux.

1.5.5 Structure du Système de Gestion de l'Énergie

Dans l'objectif de lever les verrous scientifiques et technologiques liés l'utilisation de la PàC et de l'électrolyseur, ces travaux proposent un SGE prenant en compte les contraintes technologiques liées à la durée de vie et à la fiabilité du système hybride. La structure choisie pour le SGE est une structure à trois couches (cf. Fig. 1.6) :

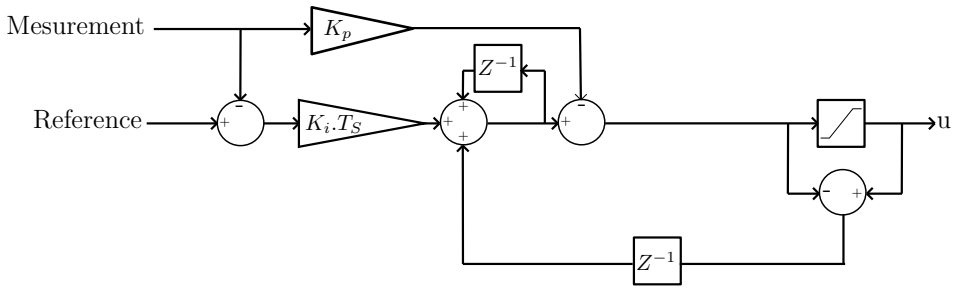


FIGURE 1.7 – Structure du régulateur IP avec action anti-windup

— La couche anticipative : plus couramment appelée *Energy Management System* et notée planification sur la figure 1.5, elle utilise les prévisions climatiques et de consommation pour définir certaines références et ordres de démarrage-arrêt de certains éléments. Elle fonctionnement sur un pas de temps allant de la seconde à la minute, sur un horizon allant de la minute à plusieurs heures.

— La couche réactive : plus couramment appelée *Power Management System* et notée commande sur la figure 1.5, elle définit les consignes à appliquer au système avec un pas de temps allant de la centaine de microseconde à la milliseconde.

— La couche locale : notée contrôleur sur la figure 1.5, elle s'assure que les consignes définies dans la couche réactive sont appliquées au système, avec un pas de temps de quelque dizaine de microseconde.

1.5.5.1 La couche locale

La couche locale a pour objectif de s'assurer du bon suivi des consignes définies par la couche réactive. Le régulateur de courant utilisé ici a été choisi en fonction de ses performances. Un régulateur (ou correcteur) génère un signal de commande qui minimise l'erreur entre la consigne et la mesure.

Il existe plusieurs types de régulateurs, comme le régulateur RST, une structure de commande à 3 polynômes qui doit être déterminée pour obtenir une commande efficace. Les structures du PID sont les plus utilisées dans le monde de l'industrie pour leurs performances applicables à de nombreux systèmes. Ces différents régulateurs peuvent être utilisés en temps continu, mais aussi en temps discret. Dans ces travaux, après plusieurs tests, un régulateur IP avec action anti-windup a été choisi pour la régulation de courant (cf. Fig. 1.7). L'application de l'effet intégral en aval permet de filtrer le bruit sur l'erreur entre la consigne et la mesure, ce qui ajoute de la stabilité. De plus, l'effet anti-windup permet de respecter les valeurs min et max de la variable de commande.

1.5.5.2 La couche réactive

La couche réactive a pour fonction de définir les références nécessaires en fonction des caractéristiques physiques de chaque élément. Dans le système hybride, il a été décidé de réaliser une régulation de tension du bus DC et une régulation du niveau de charge des batteries. Pour cela, les variables à réguler sont les courants de chaque élément afin de maintenir la tension du bus DC à sa référence.

Afin de déterminer les courants de référence, la commande prédictive, qu'on nommera tout au long de ce manuscrit par sa dénomination anglaise Model Predictive Control (MPC), a été choisie. Cette commande fait partie des commandes optimales qui minimisent une fonction coût pouvant prendre différentes formes [29]. Elle a l'avantage d'intégrer directement dans la définition de la commande toutes les contraintes des éléments, afin qu'ils soient respectés à tout instant.

$$J^*_\infty(x(t)) = \min_{u \in U} \sum_{k=0}^{\infty} Q(x_{t+k|t}, u_{t+k|t})$$

Forme d'une fonction coût

où Q est le poids qui définit le niveau d'optimisation à appliquer à ce critère.

La MPC existe sous plusieurs formes, dont 2 qui apparaissent régulièrement dans la littérature :

— La MPC basique qui utilise une optimisation en ligne, elle a l'inconvénient d'avoir un temps de calcul élevé qui ne permet pas un contrôle en temps réel sur des systèmes avec un faible temps de réponse.

— La MPC explicite (Explicit Model Predictive Control (eMPC)) qui utilise une optimisation dite hors ligne, qui réduit considérablement les temps de calcul pour un contrôle en temps réel.

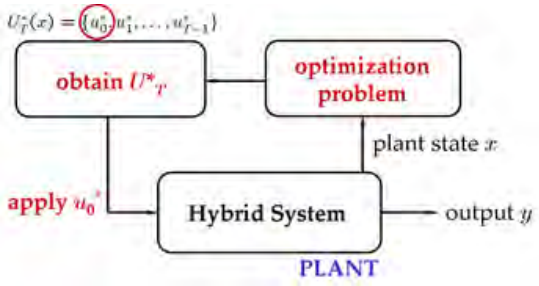


FIGURE 1.8 – Fonctionnement de la commande MPC en ligne [29]

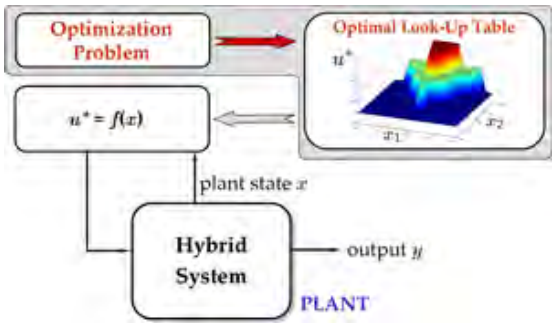


FIGURE 1.9 – Fonctionnement de la commande MPC hors ligne [29]

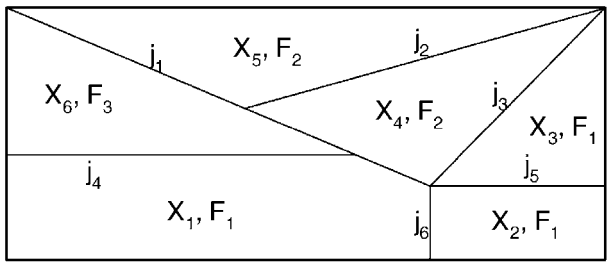


FIGURE 1.10 – Représentation de la table de résultats [98]

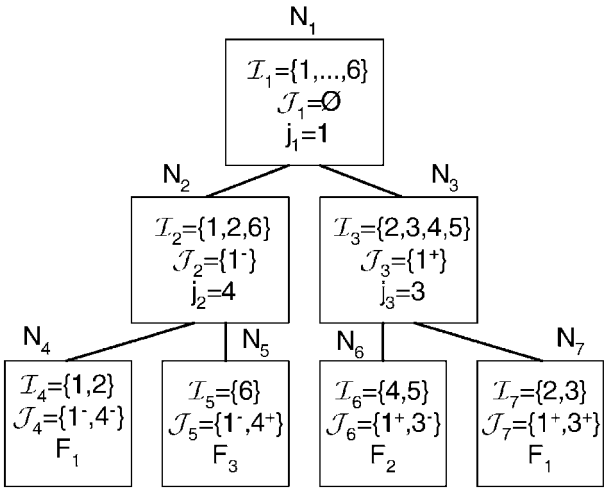


FIGURE 1.11 – Représentation de l'arbre de résultats [98]

Dans le cas de cette étude, la MPC a été choisie pour sa capacité à intégrer les contraintes et les objectifs directement dans la commande. Afin de limiter les coûts de calcul lié à la minimisation du critère, elle est utilisée sous sa forme explicite (eMPC). En effectuant une résolution hors ligne du problème, l'état à l'instant t du système (appelé x(t)) est considéré comme un paramètre du système. Le système est alors considéré comme un programme multi paramétrique, qui est résolu afin d'obtenir une fonction affine par morceaux. Les coefficients de cette fonction sont alors stockés dans une table (look-up table). Cette table est divisée en plusieurs hyperplans j_i, qui sont eux-mêmes divisés en plusieurs régions de contrôle X_i associés à une fonction affine F_i (cf. Fig. 1.10). Elle est alors consultée en ligne afin de déterminer la solution optimale. Ce processus permet de déplacer la charge de calcul hors ligne et donc de réduire le temps nécessaire à la résolution du problème en ligne.

Afin d'améliorer les performances de la eMPC, il est possible de transformer la table de résultats en un arbre de résultats, ce processus est appelé *Binary Search Tree* (cf. Fig. 1.11).

Deux eMPC ont donc été développées. La première définit les courants de référence du système PàC et électrolyseur. Cette eMPC aura pour but de maintenir les batteries a un niveau de charge (SoC) de

référence. La seconde aura pour but de maintenir la tension du bus DC à sa référence. Le développement de ces commandes sera décrit dans les prochains chapitres.

1.5.5.3 La couche anticipative

La couche anticipative permettra de définir les planifications de démarrage et d'arrêt de certains éléments, comme la PàC et l'électrolyseur, afin de respecter certaines contraintes du système et de parer à certaines problématiques citées précédemment (temps d'utilisation, puissance minimum d'utilisation, etc.). En effet, en fonction des préconisations, les systèmes PàC et électrolyseurs doivent rester en fonctionnement ou à l'arrêt pendant des durées définies. De plus, la planification doit limiter le nombre de démarrages/arrêts afin de limiter la dégradation de la PàC et de l'électrolyseur. Enfin, ces éléments doivent fonctionner dans une certaine plage de puissance, pour cela leur mise en route ne se fera que lorsque le déficit ou l'excédent en puissance est suffisant.

Pour cela, l'écriture d'un problème d'optimisation semble une solution pour définir les plages de démarrages/arrêts de ces éléments et respecter leurs contraintes afin d'optimiser leur durée de vie (cf. Exemple d'écriture d'un problème d'optimisation ci-dessous). Il existe plusieurs façons d'écrire un problème d'optimisation. Les approches par problèmes Linear-Programming (LP) qui définissent un problème soumis à des égalités linéaires et à des contraintes d'inégalités linéaires. Les problèmes Mixed-Integer-Linear-Programming (MILP) qui contraignent la variable d'état à appartenir à l'espace des nombres entiers, ou encore les problèmes Mixed-Integer-Quadratic-Programming (MIQP) dont les contraintes et la fonction objectif peuvent contenir des éléments quadratiques. Dans la même optique que la MPC, les problèmes d'optimisation utilisent un modèle du système (boîte blanche ou boîte noire) afin de maximiser ou de minimiser une fonction objectif dans le but de trouver une solution optimale. Ces problèmes d'optimisation sont couramment utilisés pour de la planification.

Dans ces travaux, nous avons choisi d'écrire le problème d'optimisation sous une forme MIQP, afin de déterminer les plages de fonctionnement de la PàC et l'électrolyseur en tenant compte des différentes prévisions de production photovoltaïque et de consommation de la charge. En effet, en prenant en compte les moments où l'ensoleillement est très faible et où la consommation de la charge est assez importante, le problème d'optimisation peut définir une plage de fonctionnement optimale de la PàC. Dans la même optique, en prenant en compte les moments où l'ensoleillement est important et où la consommation de la charge est faible, le problème d'optimisation peut définir une plage de fonctionnement optimale de l'électrolyseur.

$$\begin{aligned} \hat{p}\left(x\left(t_j\right)\right) := \quad & \underset{p \in \mathbb{Z}}{arg\min} \quad x\left(t_j\right)^T C x\left(t_j\right) \\ & \text{sous} \qquad Ax\left(t_j\right) + b = y, \\ & \qquad\qquad lb \leq x\left(t_j\right) \leq hb \end{aligned}$$

Exemple d'écriture d'un problème d'optimisation

Le développement de ce problème d'optimisation sera décrit dans le chapitre 5.

1.6 Conclusion

La communauté scientifique fait actuellement face à de nombreuses problématiques concernant l'intégration des EnR. En effet, le changement climatique et les variations constantes des stocks de ressource fossile imposent un changement dans les systèmes de production d'énergie électrique. De ce fait, cela impose une modification totale des systèmes de production. En effet, l'énergie PV est une EnR intermittente, à caractère stochastique, ce qui ne permet pas son intégration sans système de stockage et de SGE. L'utilisation des EnR combinées à des systèmes de stockage et des SGE permet de fiabiliser l'utilisation des EnR et de stabiliser les réseaux électriques les intégrant.

Ce chapitre nous a permis de définir les objectifs de la thèse et les différents choix techniques et scientifiques qui seront développés dans les prochains chapitres.
Le développement d'un système hybride composé d'une PàC, d'un électrolyseur, d'un système PV et d'un stockage court terme par batteries a été choisi. Les éléments du système hybride seront pilotés par un SGE à 3 étages. Le SGE sera composée d'une couche locale pour assurer le suivi des consignes en courant des sources, d'une couche réactive permettant de définir les consignes en courant et d'une couche anticipative permettant de définir les paramètres d'entrée de la couche réactive. L'objectif est de créer un système fiable et stable, respectant les conditions de fonctionnement de chaque élément afin d'optimiser sa durée de vie.

Le chapitre 2 définira le fonctionnement et les modèles de chaque élément du MR dans les différents développements des couches du SGE.

Chapitre 2

Description et modélisation du micro réseau

2.1 Introduction **36**

2.2 Production photovoltaïque **37**

2.2.1 Technologies et fonctionnement du photovoltaïque 37

2.2.2 Modélisation photovoltaïque 38

2.3 Les batteries **42**

2.3.1 Les technologies de batteries dans le domaine du solaire 42

2.3.2 Modélisation des batteries 43

2.4 L'électrolyseur **45**

2.4.1 Les différentes méthodes de production de l'hydrogène 45

2.4.2 Fonctionnement de l'électrolyse de l'eau 46

2.4.3 Modélisation de l'électrolyseur 46

2.5 La pile à combustible **47**

2.5.1 Les différentes technologies de pile à combustible 47

2.5.2 Fonctionnement de la pile à combustible 48

2.5.3 Modélisation de la pile à combustible 49

2.6 Le stockage d'hydrogène et d'oxygène **49**

2.6.1 Les technologies de stockage 49

2.6.2 Modélisation de la variation des stocks d'hydrogène et d'oxygène 50

2.7 Modélisation du système hybride **50**

2.7.1 Rôle des convertisseurs dans le système de gestion de l'énergie 50

2.7.2 Les différents niveaux de modélisation 52

2.7.3 Modélisation du système 54

2.8 Conclusion **57**

2.1 Introduction

Le MR étudié dans ces travaux est constitué d'un système PàC associé à une production d'hydrogène électrolytique, à des batteries et à une centrale PV. Ces différents éléments, qui reposent sur différentes technologies, ainsi que leurs avantages et leurs inconvénients sont présentés dans la première partie de ce chapitre. La modélisation de chaque unité du MR est nécessaire pour son étude. Les modèles des unités constituant le MR utilisés lors de ces travaux ainsi que les équations de la variation des stocks d'hydrogène, des stocks d'oxygène et du niveau de charge des batteries sont présentés et détaillés.

Dans un second temps, le rôle des convertisseurs et leurs modèles sont présentés. Ceci afin de comprendre la physique du MR et de le modéliser dans sa globalité dans le but de développer la commande et d'étudier les performances de cette dernière. Pour cela il existe plusieurs niveaux de modélisation en fonction de la précision des résultats attendus et des objectifs visés :

- Modélisation des dynamiques de tension et de courant avec une modélisation des périphériques MLI (PWM) (niveau 1)
- Modélisation des dynamiques de tension et de courant (niveau 2)
- Modélisation des dynamiques de tension (niveau 3)
- Modélisation statique du système (niveau 4)

Les différents niveaux de modélisation sont présentés ainsi que les différentes hypothèses prises en compte lors de la simplification du modèle. Le niveau de modélisation utilisé pourra être différent en fonction de l'étape de développement (développement des stratégies de commande des couches réactive, locale et anticipative, etc.).

2.2 Production photovoltaïque

2.2.1 Technologies et fonctionnement du photovoltaïque

La conversion photovoltaïque est une technologie qui permet de transformer la lumière en énergie électrique en exploitant l'effet photoélectrique. La cellule photovoltaïque est composée de deux couches de semi-conducteur (une avec un excès d'électrons, l'autre en déficit). En traversant la cellule photovoltaïque, les photons de la lumière arrachent des électrons aux atomes de silicium des deux couches. Le déplacement des électrons libérés produit un courant électrique et génère une différence de potentiel qui permet d'alimenter une charge électrique (cf. Fig. 2.1). La combinaison de plusieurs cellules photovoltaïques permet d'accroître l'amplitude de la tension générée et du courant produit, et donc d'augmenter la production électrique.

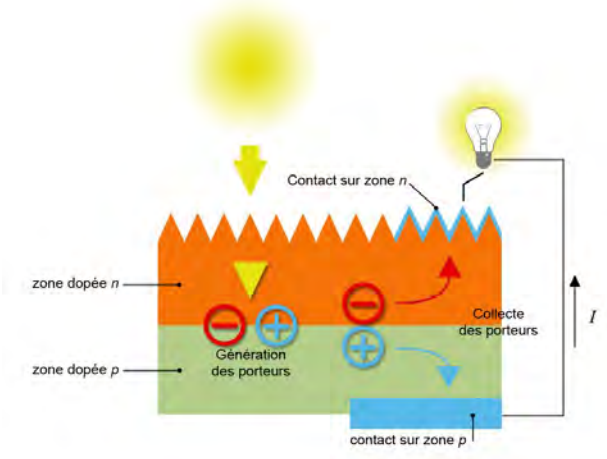


FIGURE 2.1 – Fonctionnement du photovoltaïque [91]

Il existe trois principales technologies de conversion PV [58] :

— La filière silicium : Existe en 2 principales familles (monocristallin et polycristallin) dont la différence est la pureté du silicium utilisé. Cette technologie consiste en la découpe du silicium pour former des cellules assemblées en panneau. Le rendement des panneaux polycristallins peut atteindre les 15 % avec un coût de fabrication qui a permis son développement à grande échelle. Pouvant atteindre les 20 %, le rendement des panneaux monocristallin est meilleur, mais les coûts de production sont plus élevés.

— Les couches minces : Cette technologie a été mise en place pour compenser les pertes résultant du découpage du silicium qui peut générer environ 30 % de pertes d'efficacité. Elle utilise des couches minces déposées sur du verre ou un support souple, et regroupe 2 familles, dont celle qui utilise le tellure de cadmium et celle qui utilise un alliage de cuivre, indium, sélénium et gallium.

— Le photovoltaïque à concentration : Cette technologie consiste en la concentration de la lumière sur la cellule photovoltaïque afin d'améliorer son efficacité. Cependant, la complexité du dispositif et l'évacuation nécessaire de la chaleur générée freinent son déploiement à grande échelle.

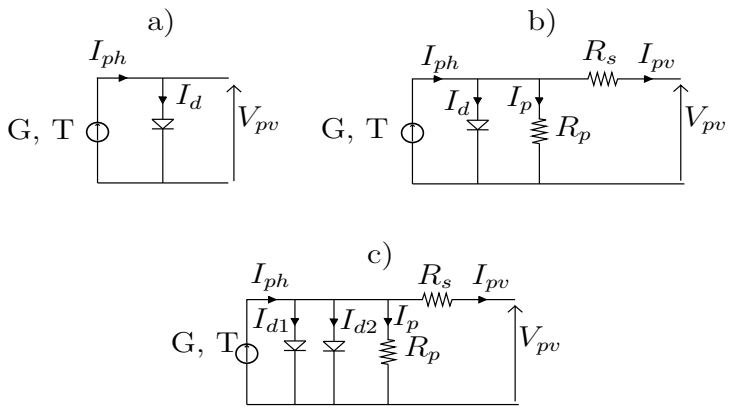


FIGURE 2.2 – Circuit équivalent d'un module photovoltaïque : a) une diode b) une diode, une résistance parallèle et une résistance série c) deux diodes, une résistance parallèle et une résistance série

2.2.2 Modélisation photovoltaïque

Parmi les différents niveaux de modélisation résultant de différents types de modèles, le modèle le plus simple prend en compte les caractéristiques de l'installation (rendement du panneau, surface PV installée, etc.) pour déterminer la puissance maximale produite par un module PV, à partir de l'irradiance, et pour une température donnée [102, 60, 30].

Un des modèles consiste à déterminer un circuit équivalent qui reproduit le comportement du module PV et délivre la tension et le courant du panneau photovoltaïque pour une irradiance et une température donnée. Le circuit équivalent idéal, le plus simple et le plus facile à mettre en œuvre, consiste en une source de courant en parallèle avec une diode de jonction [81] (cf. Fig. 2.2.a). Un autre circuit équivalent intègre, en plus de la diode, une résistance parallèle pour représenter la fuite de courant de la jonction p-n et une résistance série pour représenter les pertes dues à la résistance en courant circulant dans les électrodes et le matériau [97, 81, 39] (cf. Fig. 2.2.b). Enfin, une autre diode supplémentaire en parallèle de la source de courant peut être considérée dans le circuit équivalent (cf. Fig. 2.2.c) [39].

Afin d'avoir un compromis entre simplicité d'implémentation et prise en compte des différentes pertes, le modèle utilisé pour les tests de la couche réactive est le modèle à une diode, une résistance série et une résistance parallèle. Pour la couche anticipative, c'est l'équation permettant de déterminer la puissance maximale produite par les panneaux en fonction des caractéristiques de l'installation PV et des conditions météorologiques qui est utilisée.

2.2.2.1 Détermination de la puissance en fonction des caractéristiques de l'installation

L'équation 2.1 peut être utilisée pour prévoir la production PV à partir de l'irradiance et de la température à des fins de planification ou de dimensionnement [102] :

$$\mathrm{P}_{\mathrm{max}_{\mathrm{pv}}} = \eta_{\mathrm{pv}}\eta_{\mathrm{MPPT}}\mathrm{A}_{\mathrm{pv}}\mathrm{G}\left(1 + \mathrm{K}_{\mathrm{p}_{\mathrm{pv}}}\left(\mathrm{T}_{\mathrm{pv}_{\mathrm{nom}}} - \mathrm{T}_{\mathrm{c}_{\mathrm{pv}}}\right)\right) \tag{2.1}$$

avec :

- η_{pv} : le rendement du module PV,
- η_{MPPT} : le rendement de puissance d'un système Maximum Power Point Tracking (MPPT) parfait. Généralement à 90 %,
- $\mathrm{A_{pv}}$: la surface PV installée,
- $\mathrm{K_{p_{pv}}}$: le coefficient de perte en fonction de la température du module PV,
- $\mathrm{T_{c_{pv}}}$: la température du module PV,
- $\mathrm{T_{pv_{nom}}}$: la température nominale de fonctionnement du module PV.
- G : l'irradiance

La surface PV installée dépend du nombre de modules installés en série et en parallèle, du nombre de cellules PV installées sur ce module et de la surface d'une cellule :

$$\mathrm{A_{pv}} = \mathrm{S_{c_{pv}}nc_{pv}ns_{pv}np_{pv}} \tag{2.2}$$

avec :

- $\mathrm{S_{c_{pv}}}$: la surface d'une cellule,
- $\mathrm{nc_{pv}}$: le nombre de cellules du module,
- $\mathrm{ns_{pv}}$: le nombre de modules en série,
- $\mathrm{np_{pv}}$: le nombre de modules en parallèle.

La valeur de chaque paramètre est définie à partir des données techniques d'un PV de 180Wc choisi pour sont niveau de tension et sa puissance crête. Les paramètres sont disponibles en annexes C.1 et D.4.

2.2.2.2 Modèle à une diode

Ce modèle permet d'observer la tension et le courant des modules PV en fonction de l'ensoleillement et de la température. Les modules PV sont modélisés suivant un schéma à une diode (cf. Fig. 2.3) [81, 39, 97]. La caractérisation du PV ($\mathrm{R_{s_{pv}}}$: Résistance série, $\mathrm{R_{p_{pv}}}$: Résistance parallèle et a : facteur idéal de la diode) est déterminée en fonction de la température des panneaux afin d'en retirer une équation polynomiale pour simplifier la simulation.

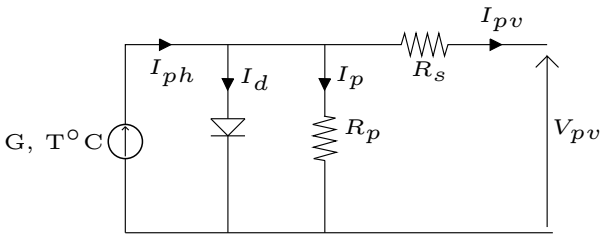


FIGURE 2.3 – Modèle PV à une diode

La puissance produite par un module PV dépend de la température du panneau et de l'irradiance. Le courant produit par le module est déterminé à partir de l'équation suivante [81] :

$$\mathrm{i_{pv}} = \mathrm{i_{ph}} - \mathrm{i_0} e^{\left(\frac{\mathrm{q}\left(\mathrm{v_{pv}} + \mathrm{i_{pv}}\mathrm{R_{s_{pv}}}\right)}{\mathrm{nc_{s_{pv}}}\mathrm{kT_{c_{pv}}}\mathrm{a}} - 1\right)} - \frac{\mathrm{v_{pv}} + \mathrm{i_{pv}}\mathrm{R_{s_{pv}}}}{\mathrm{R_{p_{pv}}}} \tag{2.3}$$

$\mathrm{i_{ph}}$ est le courant généré par la lumière incidente et peut être déterminé à partir de l'équation suivante [81] :

$$\mathrm{i_{ph}} = \frac{\mathrm{G}}{\mathrm{G_{nom}}}\left[\mathrm{i_{sc_{pv}}} + \mathrm{K_{i_{pv}}}\left(\mathrm{T_{c_{pv}}} - \mathrm{T_{pv_{nom}}}\right)\right] \tag{2.4}$$

$\mathrm{i_0}$ est le courant de saturation de la diode qui peut être déterminé par [81] :

$$\mathrm{i_0} = \frac{\mathrm{i_{sc_{pv_{nom}}}}}{e^{\left(\frac{\mathrm{qv_{oc_{pv_{nom}}}}}{\mathrm{nc_{s_{pv}}}\mathrm{kT_{pv_{nom}}}\mathrm{a}}\right)} - 1}\left[\frac{\mathrm{T_{c_{pv}}}}{\mathrm{T_{pv_{nom}}}}\right]^3 e^{\frac{\mathrm{qE_g}}{\mathrm{ak}}\left(\frac{1}{\mathrm{T_{pv_{nom}}}} - \frac{1}{\mathrm{T_{c_{pv}}}}\right)} \tag{2.5}$$

Enfin $\mathrm{E_g}$ est le gap du silicium qui dépend de la température de cellule [97] :

$$\mathrm{E_g} = 1,16 - 7,02.10^{-4}\frac{{\mathrm{T_{c_{pv}}}}^2}{\mathrm{T_{c_{pv}}} - 1108} \tag{2.6}$$

— **Caractérisation des panneaux**

La caractérisation d'un module PV consiste à estimer les paramètres $\mathrm{R_{s_{pv}}}$, $\mathrm{R_{p_{pv}}}$ et a de celui-ci.

$\mathrm{R_{s_{pv}}}$ est la résistance série du modèle, elle est déterminée grâce à l'équation ci-dessous [81] :

$$\mathrm{R_{s_{pv}}} = \frac{\mathrm{akT_{c_{pv}}}\mathrm{nc_{p_{pv}}}}{\mathrm{qi_{m_{pv}}}} ln\left[e^{\left(\frac{\mathrm{qv_{oc_{pv}}}}{\mathrm{akT_{c_{pv}}}\mathrm{nc_{s_{pv}}}}\right)} - \frac{\mathrm{i_{m_{pv}}}}{\mathrm{i_{sc_{pv}}}}\left(e^{\left(\frac{\mathrm{qv_{oc_{pv}}}}{\mathrm{akT_{c_{pv}}}\mathrm{nc_{s_{pv}}}}\right)} - 1\right)\right] - \frac{\mathrm{nc_{p_{pv}}}\mathrm{v_{m_{pv}}}}{\mathrm{nc_{s_{pv}}}\mathrm{i_{m_{pv}}}} \tag{2.7}$$

$\mathrm{R_{p_{pv}}}$ est la résistance parallèle du modèle et est déterminée avec l'équation ci-dessous [81] :

$$\mathrm{R_{p_{pv}}} = \frac{\left(\mathrm{nc_{s_{pv}}}\mathrm{i_{sc_{pv}}}\mathrm{R_{s_{pv}}} - \mathrm{nc_{p_{pv}}}\mathrm{v_{oc_{pv}}}\right)A\mathrm{q} + \mathrm{akT_{c_{pv}}}\mathrm{nc_{s_{pv}}}\mathrm{nc_{p_{pv}}}\left(e^{\left(\frac{\mathrm{qv_{oc_{pv}}}}{\mathrm{akT_{c_{pv}}}\mathrm{nc_{s_{pv}}}}\right)} - 1\right)}{\frac{\mathrm{nc_{s_{pv}}}^2\mathrm{i_{m_{pv}}}\mathrm{akT_{c_{pv}}}\mathrm{nc_{p_{pv}}}\left(e^{\left(\frac{\mathrm{qv_{oc_{pv}}}}{\mathrm{akT_{c_{pv}}}\mathrm{nc_{s_{pv}}}}\right)} - 1\right)}{\left(\mathrm{nc_{p_{pv}}}\mathrm{v_{m_{pv}}} - \mathrm{nc_{s_{pv}}}\mathrm{i_{m_{pv}}}\mathrm{R_{s_{pv}}}\right)} - A\mathrm{q}\mathrm{nc_{s_{pv}}}\mathrm{i_{sc_{pv}}}} \tag{2.8}$$

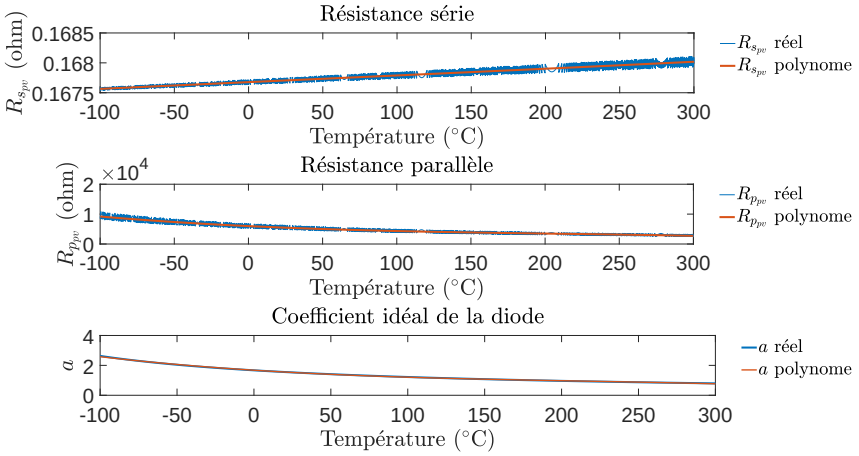


FIGURE 2.4 – Caractérisation PV

$$A = e\left(\frac{\mathrm{q}\left(\mathrm{nc_{p_{pv}}v_{m_{pv}}} + \mathrm{nc_{s_{pv}}i_{m_{pv}}R_{s_{pv}}}\right)}{\mathrm{akT_{c_{pv}}nc_{s_{pv}}nc_{p_{pv}}}}\right)$$

Pour que le modèle soit représentatif de la réalité, une méthode pour déterminer la valeur de a, de $\mathrm{R_{s_{pv}}}$ et de $\mathrm{R_{p_{pv}}}$ est d'initialiser a à 0 et de l'incrémenter jusqu'à ce que la valeur de $\mathrm{R_{p_{pv}}}$ devienne négative, ce qui correspond à la valeur minimale positive de $\mathrm{R_{p_{pv}}}$ [81]. Cette caractérisation est réalisée pour plusieurs valeurs de température de cellule afin d'obtenir plusieurs valeurs de $\mathrm{R_{p_{pv}}}$, de $\mathrm{R_{s_{pv}}}$ et de a. À partir de ces valeurs, des polynômes [1] peuvent être définis pour représenter les variations de a, $\mathrm{R_{s_{pv}}}$ et $\mathrm{R_{p_{pv}}}$ en fonction de $\mathrm{T_{c_{pv}}}$ (cf. Fig. 2.4).

— **Détermination de la température du panneau**

La température du panneau peut être déterminée grâce à l'équation 2.9 [30], qui prend en compte la température nominale de fonctionnement du panneau modélisé NOCT, la température ambiante et l'irradiance :

$$\mathrm{T_{c_{pv}}}\left(^{\circ}K\right) = \mathrm{T_{amb}}\left(^{\circ}K\right) + \frac{\left(\mathrm{NOCT}\left(^{\circ}C\right) - 20\right)}{800}\mathrm{G} \tag{2.9}$$

1. fonction *polyfit* de Matlab

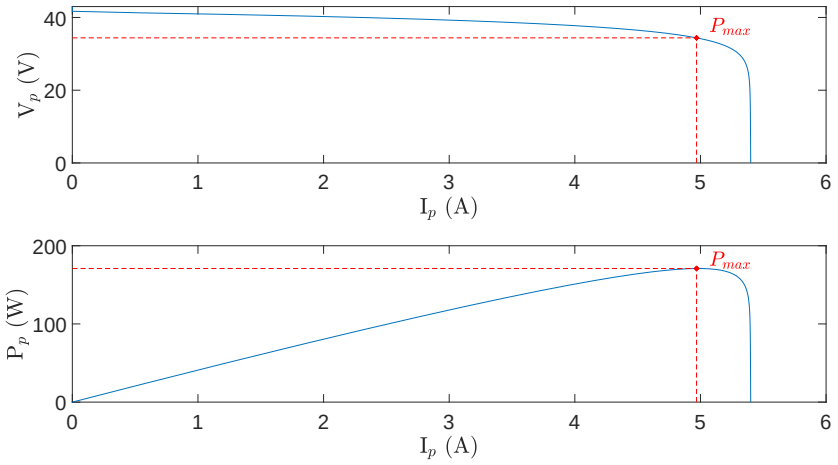


FIGURE 2.5 – Courbes V = f(I) et P = f(I) du panneau simulé pour G = 1000 W/m^2 et T = 25 $^\circ$ C

— **Résultats de la simulation du panneau**

La valeur de chaque paramètre est définie à partir des données techniques d'un panneau de 24V nominal et de 180W pour un ensoleillement de 1000 W/m^2, pour une température ambiante de 25 $^\circ$ C. La figure 2.5 illustre les résultats de la simulation de ce panneau solaire. Les résultats obtenus sont conformes à ceux attendus pour un PV. On observe un point de puissance maximale de 170,9 W avec $\mathrm{i_{pv}} = 4,97$ A et $v_{pv} = 34,4\ V$. Ce modèle peut donc être utilisé lors des tests en simulation du SGE.

2.3 Les batteries

2.3.1 Les technologies de batteries dans le domaine du solaire

Les batteries les plus couramment utilisées dans le domaine du solaire sont les batteries au plomb, au nickel et au lithium [57]. Le rendement des batteries varie selon la technologie et peut atteindre les 90% en charge et en décharge pour les batteries au lithium.

L'avantage des batteries plomb est leur fiabilité, due en partie à la maturité de la technologie. Elle existe sous deux formes : les batteries ouvertes et fermées. La technologie ouverte est moins coûteuse, mais demande un entretien régulier, et la température ambiante à une forte influence sur la capacité. La technologie fermée présente quant à elle l'avantage de ne pas nécessiter d'entretien, mais son coût est plus élevé et sa durée de vie plus courte.

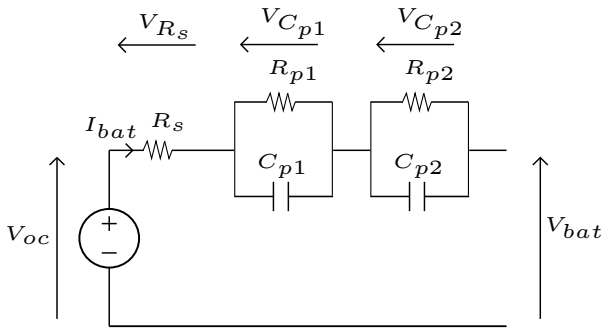


FIGURE 2.6 – Schéma équivalent de la batterie

Les batteries au nickel disposent d'une grande capacité énergétique et autorisent une profondeur de décharge élevée. De faible capacité, leur utilisation est limitée à des usages ne nécessitant pas une grande autonomie. Leur durée de vie est cependant supérieure à celle des batteries plomb.

Les batteries au lithium possèdent la densité énergétique la plus élevée du marché, mais la technologie n'est pas encore arrivée à maturité. Leur durée de vie est plus élevée que les technologies plomb et nickel et leurs principaux avantages dans le domaine du solaire est leur capacité à accepter un courant de décharge élevé. Cependant, leur coût est encore largement supérieur à celui des autres technologies, ce qui freine leur déploiement.

Pour l'utilisation avec une PàC et un électrolyseur dans un système de production PV, les batteries lithium semblent les plus adéquates, en raison de leurs caractéristiques physiques autorisant une décharge rapide avec une capacité énergétique élevée.

2.3.2 Modélisation des batteries

Les batteries peuvent être modélisées avec des méthodes plus ou moins complexes, selon la précision attendue. Les modèles les plus courants sont les circuits équivalents d'ordre 1 et d'ordre 2 de cellules RC. Les paramètres du modèle sont estimés à partir de données expérimentales.

Dans la suite, la batterie est modélisée par les équations proposées dans [24]. L'estimation des paramètres du modèle est basé sur des mesures expérimental. L'auteur propose un circuit équivalent d'ordre 2 constitué de la mise en série de circuits RC (impédance de Warburg, cf. Fig. 2.6) et d'une batterie Li-ion dont les paramètres sont extraits de tests expérimentaux. Ces paramètres dépendent de l'état de charge de la batterie (Eq. 2.10a - 2.11).

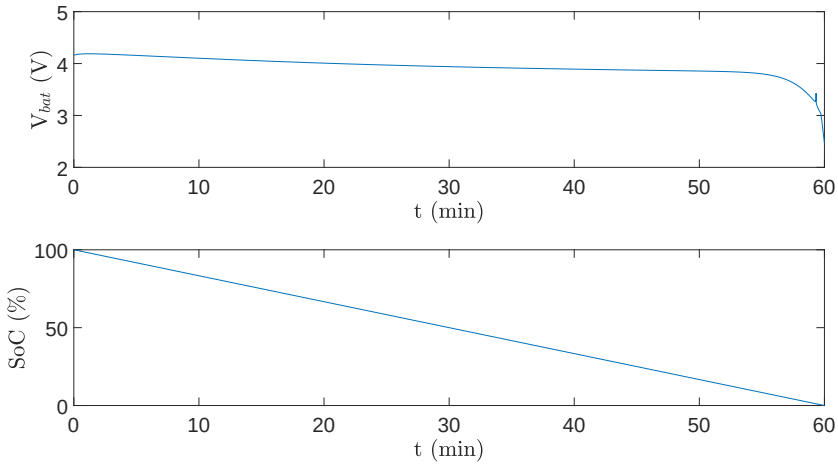


FIGURE 2.7 – Évolution de la tension et du SoC de la batterie pour un courant de décharge de 800 mA pendant 1h

$$\begin{aligned} \mathrm{v_{0bat}}\left(\mathrm{SoC_{bat}}\left(t\right)\right) &= -1,031e^{-35\,\mathrm{SoC_{bat}}(t)} + 3,685 + 0,2156\,\mathrm{SoC_{bat}}\left(t\right) \\ &\quad - 0,1178\,\mathrm{SoC_{bat}}\left(t\right)^2 + 0,3201\,\mathrm{SoC_{bat}}\left(t\right)^3 \end{aligned} \tag{2.10a}$$

$$\mathrm{R_{s_{bat}}}\left(\mathrm{SoC_{bat}}\left(t\right)\right) = 0,1562e^{-24,37\,\mathrm{SoC_{bat}}(t)} + 0,07446 \tag{2.10b}$$

$$\mathrm{R_{p1_{bat}}}\left(\mathrm{SoC_{bat}}\left(t\right)\right) = 0,3208e^{-29,14\,\mathrm{SoC_{bat}}(t)} + 0,04669 \tag{2.10c}$$

$$\mathrm{C_{p1_{bat}}}\left(\mathrm{SoC_{bat}}\left(t\right)\right) = -752,9e^{-13,51\,\mathrm{SoC_{bat}}(t)} + 703,6 \tag{2.10d}$$

$$\mathrm{R_{p2_{bat}}}\left(\mathrm{SoC_{bat}}\left(t\right)\right) = 6,603e^{-155,2\,\mathrm{SoC_{bat}}(t)} + 0,04984 \tag{2.10e}$$

$$\mathrm{C_{p2_{bat}}}\left(\mathrm{SoC_{bat}}\left(t\right)\right) = -6056e^{-27,12\,\mathrm{SoC_{bat}}(t)} + 4475 \tag{2.10f}$$

Pour le calcul du $\mathrm{SoC_{bat}}$, seul le courant de la batterie est pris en compte :

$$\mathrm{SoC_{bat}}\left(t\right) = \mathrm{SoC_{bat}}\left(t-1\right) + \int_{t-1}^{t} \frac{\mathrm{i_{bat}}(\tau)\left(\tau\right)}{\mathrm{C_{bat}}(Ah)} d\tau \tag{2.11}$$

A partir de la figure 2.6 et des équations 2.10a à 2.11, la tension de la batterie peut être calculée comme ci-après :

$$\mathrm{v_{bat}}\left(t\right) = \mathrm{v_{0bat}}\left(\mathrm{SoC_{bat}}\left(t\right)\right) - V_{Rs}\left(t\right) - V_{Cp1}\left(t\right) - V_{Cp2}\left(t\right) \tag{2.12}$$

avec :

$$V_{Rs}(t) = \mathrm{i_{bat}} \mathrm{R_{s_{bat}}} \left(\mathrm{SoC_{bat}}(t)\right) \tag{2.13a}$$

$$\frac{dV_{Cp1}(t)}{dt} = \frac{\mathrm{i_{bat}} - \frac{V_{Cp1}}{\mathrm{R_{p1_{bat}}}(\mathrm{SoC_{bat}}(t))}}{\mathrm{C_{p1_{bat}}}\left(\mathrm{SoC_{bat}}(t)\right)} \tag{2.13b}$$

$$\frac{dV_{Cp2}(t)}{dt} = \frac{\mathrm{i_{bat}} - \frac{V_{Cp2}}{\mathrm{R_{p2_{bat}}}(\mathrm{SoC_{bat}}(t))}}{\mathrm{C_{p2_{bat}}}\left(\mathrm{SoC_{bat}}(t)\right)} \tag{2.13c}$$

Les différents paramètres de la batterie sont disponibles dans l'annexe D.4. Les résultats de la simulation de la batterie sont disponibles sur la Fig. 2.7 pour un courant de décharge de 800 mA. Ces résultats sont conformes à ceux attendus pour la simulation de la cellule de batterie lithium-ion [24]. Ce modèle peut donc être utilisé lors des tests en simulation du SGE.

2.4 L'électrolyseur

2.4.1 Les différentes méthodes de production de l'hydrogène

Il existe trois technologies de production d'hydrogène : la production par reformage du gaz naturel par de la vapeur d'eau surchauffée, la production par gazéification du charbon de bois et la production à partir d'électricité par électrolyse de l'eau [26]. La production se fait aujourd'hui à 95 % à partir d'énergies fossiles.

Le vaporeformage (ou reformage par vapeur) utilise du gaz naturel et de la vapeur d'eau pour produire de l'hydrogène. La présence de vapeur d'eau et de chaleur permet la dissociation des atomes carbonés du méthane, et la libération d'atomes d'hydrogène. Les atomes libérés se recombinent ensuite séparément grâce à deux réactions chimiques successives pour obtenir du dihydrogène et du dioxyde de carbone.
La gazéification du charbon de bois consiste en la combustion de bois à très haute température (supérieure à 1200 ° C) pour séparer les gaz libérés par le bois et obtenir du dihydrogène et du monoxyde de carbone.
La méthode la plus adaptée à notre étude est l'électrolyse de l'eau, qui consiste en la décomposition de l'eau en dioxygène et en dihydrogène. L'inconvénient de cette technologie est son coût, largement supérieur à celles utilisant les énergies fossiles. Son rendement varie de 50 à 90% selon la source d'alimentation.
L'objectif de cette étude est d'utiliser l'énergie électrique produite par le système PV pour produire de l'hydrogène électrolytique.

2.4.2 Fonctionnement de l'électrolyse de l'eau

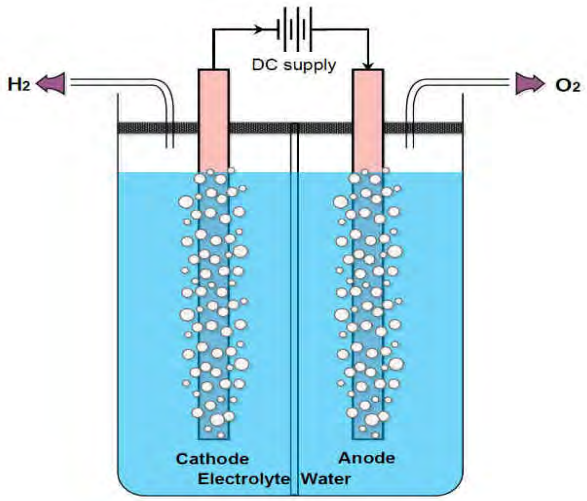


FIGURE 2.8 – Fonctionnement fondamental de l'électrolyse de l'eau [80]

Le principe fondamental de l'électrolyse de l'eau consiste à séparer les molécules de dihydrogène et de dioxygène contenues en utilisant l'électricité comme énergie pour réaliser la séparation [80]. Il existe plusieurs types d'électrolyse dont les plus courantes sont l'électrolyse alcaline et l'électrolyse à PEM. L'avantage de l'électrolyse alcaline est la maturité de sa technologie. L'électrolyseur PEM compte de nombreux avantages, comme leurs temps de réponse plus faible et la pureté de l'hydrogène produit, mais l'électrolyseur PEM est cependant plus coûteux [86].

La plupart de ces technologies doivent être utilisées sous certaines conditions de fonctionnement. Par exemple, une fréquence élevée de déclenchement/arrêt, l'intermittence de l'alimentation ou une alimentation hors de sa plage de fonctionnement optimale (20 à 100 % pour l'électrolyseur alcalin) peuvent entraîner des dégradations à l'origine de pertes d'efficacité ou de vieillissement prématuré [38, 85, 56, 21]. Ces différentes problématiques doivent donc être prises en compte durant le développement du SGE.

2.4.3 Modélisation de l'électrolyseur

Il existe deux méthodes couramment utilisées pour la modélisation de l'électrolyseur. Les méthodes analytiques basées sur les équations décrivant les phénomènes physiques mis en jeu au sein du système (modèles de connaissance), et les méthodes basées sur des données expérimentales pour reproduire au mieux le comportement d'un système (modèles de comportement). L'avantage des méthodes basées sur des données expérimentales est la simplicité avec laquelle elles peuvent être mises en place. En effet, il est plus simple de reproduire le comportement d'un électrolyseur via des mesures expérimentales (interpolation des points, etc.) que de définir par des équations mathématiques chaques phénomènes physiques de celui-ci. Mais cette méthode reproduit le comportement d'un électrolyseur donné et ne peut reproduire le comportement d'un autre électrolyseur. En décrivant les phénomènes physique du système, les paramètres du modèle choisi peuvent être modifiés afin de reproduire le comportement d'autre électrolyseur. Cependant, les méthodes analytiques peuvent être longue à mettre en oeuvre.

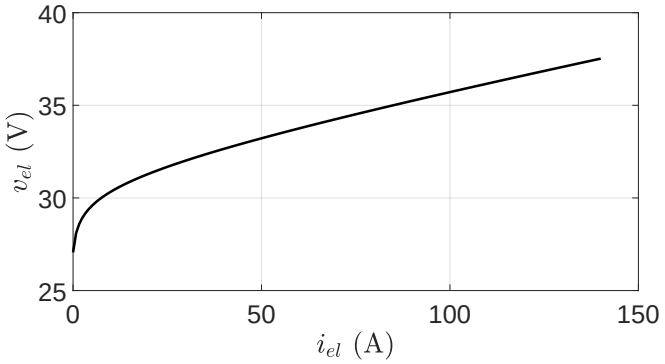


FIGURE 2.9 – Courbe de polarisation de l'électrolyseur

Dans ces travaux, un modèle basés sur des données expérimentales a été choisi afin de reproduire la courbe de polarisation de l'électrolyseur. En effet, seul les différents point de fonctionnement de l'électrolyseur sont nécessaires dans ces travaux. Le modèle d'électrolyseur utilisé est proposé dans [32]. La température de l'électrolyseur est supposée constante à 70 ° C et le potentiel réversible est considéré comme étant égal à 1,23 V [17].

Les différents paramètres de l'électrolyseur sont disponibles dans l'annexe D.4. La figure 2.9 représente la courbe de polarisation de l'électrolyseur modélisé.

2.5 La pile à combustible

2.5.1 Les différentes technologies de pile à combustible

Il existe plusieurs technologies de PàC : la Direct Methanol Fuel Cell (DMFC), la Solid Oxide Fuel Cell (SOFC), la Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC), la Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC), la Alkaline Fuel Cell (AFC) et la Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC) [51]. Ces différentes technologies utilisent différents électrolytes et différents carburants. Elles fonctionnent dans des gammes différentes de température allant des basses températures (50-200 ° C pour les PEMFC, AFC et PAFC) aux hautes températures (650-1000 ° C pour les MCFC et SOFC).

Une des technologies les plus utilisées pour la production d'énergie électrique décentralisée est la PEMFC. Elle présente l'avantage de disposer d'une haute densité de puissance, son démarrage est rapide et sa mise en œuvre simple. Elle utilise une membrane électrolytique de polymère solide pour échanger les ions entre deux électrodes poreuses. Cependant, son coût reste élevé en particulier en raison du platine nécessaire à sa fabrication. Son rendement varie entre 50 et 70% en fonction de la sollicitation.

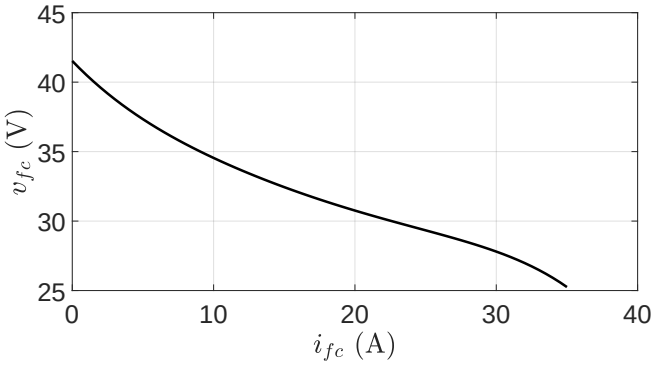


FIGURE 2.11 – Courbe de polarisation de la pile à combustible

Comme l'électrolyseur, la PàC présente des conditions de fonctionnement précises pour limiter les risques de dégradation et les pertes de performances qui pourraient en résulter [108, 23, 70, 37, 110, 11, 104, 107, 101, 88, 61, 60]. Par exemple, la PEMFC n'accepte pas les variations brusques de la demande en puissance de la charge. De plus, le fonctionnement à faible et à forte puissance, les démarrages/arrêts fréquents peuvent entraîner des dégradations irréversibles sur la PàC. Ces conditions de fonctionnement doivent être prises en compte dans le développement du SGE afin de limiter les risques de dégradation de la PàC en vue d'augmenter sa durée de vie.

2.5.2 Fonctionnement de la pile à combustible

La PàC utilise de l'hydrogène et de l'oxygène pour produire de l'énergie. A l'anode (cf. Fig. 2.10), l'hydrogène est décomposé en ions positifs et négatifs. Les ions positifs passent à travers la membrane située entre l'anode et la cathode et les ions négatifs suivent un circuit électrique extérieur qui alimente une charge (cf. Fig. 2.10 load). A la cathode, les ions positifs et les ions négatifs se recombinent avec l'oxygène pour former de l'eau. Cette réaction chimique génère de la chaleur. Les seuls déchets générés par la PàC sont de l'eau et de la chaleur, ce qui lui donne l'avantage de produire une énergie propre et écologique [51].

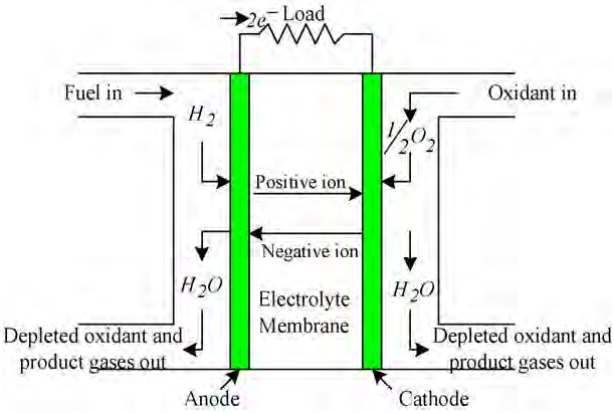


FIGURE 2.10 – Fonctionnement fondamental d'une pile à combustible [51]

2.5.3 Modélisation de la pile à combustible

Comme pour l'électrolyseur, la PàC peut être modélisée suivant des modèles de connaissance et des modèles de comportement, et les méthodes basés sur des données expérimentales sont plus faciles à mettre en œuvre. Dans le cas d'un système de gestion de l'énergie, seul la connaissance de la tension et du courant de la PàC est nécessaire.

La PàC est modélisée par une équation polynomiale d'ordre 5 basée sur des données expérimentales comme dans [41].

Les différents paramètres de la PàC sont disponibles dans l'annexe D.4. La figure 2.11 représente la courbe de polarisation de la PàC modélisée.

2.6 Le stockage d'hydrogène et d'oxygène

2.6.1 Les technologies de stockage

Il existe plusieurs technologies de stockage d'hydrogène plus ou moins matures [27]. La technologie la plus courante est le stockage à haute pression sous forme de gaz. Cette méthode est mature et maîtrisée peut être utilisée dans plusieurs types d'application. À titre d'exemple, à une pression de 700 bar, 5 kg d'hydrogène peuvent être stockés dans un réservoir de 125 litres. L'hydrogène peut aussi être stocké sous forme liquide à très basse température. Il se liquéfie à une température de -252,87 $^{\circ}$C à 1,013 bar. Ainsi, 5 kg d'hydrogène peuvent être stockés dans un réservoir de 75 litres. L'inconvénient de cette méthode et qu'il faut un réservoir parfaitement isolé afin de maintenir l'hydrogène à l'état liquide. Le stockage sous forme solide consiste à stocker l'hydrogène au sein d'un autre matériau. Mais le niveau de maturité de cette technologie prometteuse n'est pas adapté à des applications à grande échelle. La quantité d'hydrogène pouvant être stocké par rapport au poids du réservoir et à d'autres paramètres comme la température et la pression n'est pas encore totalement maîtrisée. Les réservoirs à hydrures métalliques pour le stockage d'hydrogène sont actuellement utilisés dans le projet MobiPost [71].

Le type de stockage considéré dans ces travaux est le stockage sous forme gazeux. En effet c'est le stockage le plus utilisé car l'hydrogène est a sont état naturelle et il n'est pas nécessaire dans un micro-réseau d'utiliser un stockage solide ou liquide (plus onéreux à mettre en œuvre) car les unités de stockage sont généralement positionnés dans des milieux aérés où le risque d'explosion en cas de fuite est faible.

2.6.2 Modélisation de la variation des stocks d'hydrogène et d'oxygène

Par hypothèse le stockage d'hydrogène et d'oxygène est considéré sans pertes. La variation des stocks d'hydrogène et d'oxygène est modélisée à partir des stocks restants et des débits en entrée-sortie des réservoirs, exprimés en fonction de la production ou de la consommation de réactifs :

$$\mathrm{Stock_{H2}}\left(t\right)\left[m^3\right] = \mathrm{Stock_{H2}}\left(t-1\right) + \int_{t-1}^{t} \mathrm{n_{H2}}\left(\tau\right)d\tau \tag{2.14a}$$

$$\mathrm{Stock_{O2}}\left(t\right)\left[m^3\right] = \mathrm{Stock_{O2}}\left(t-1\right) + \int_{t-1}^{t} \mathrm{n_{O2}}\left(\tau\right)d\tau \tag{2.14b}$$

Les débits d'hydrogène $\mathrm{n_{H2}}$ et d'oxygène $\mathrm{n_{O2}}$ sont calculés à partir de la loi de Faraday permettant de déterminer les débits de gaz en fonction du courant de la PàC et de l'électrolyseur :

$$\mathrm{n_{H2}}\left[m^3/s\right] = \frac{\mathrm{i_{fc}Nb_{fc_{ser}}nc_{pac}}}{\mathrm{2F}}\mathrm{V_{mol_{H2}}} \tag{2.15a}$$

$$\mathrm{n_{O2}}\left[m^3/s\right] = \frac{\mathrm{i_{el}Nb_{el_{ser}}nc_{el}}}{\mathrm{2F}}\mathrm{V_{mol_{O2}}} \tag{2.15b}$$

$\mathrm{V_{mol_{H2}}}$ et $\mathrm{V_{mol_{O2}}}$ étant les volumes molaires des gaz, F la constante de Faraday, $\mathrm{nc_{pac}}$ et $\mathrm{nc_{el}}$ les nombres de cellule d'une PàC et d'un électrolyseurs, $\mathrm{Nb_{fc_{ser}}}$ et $\mathrm{Nb_{el_{ser}}}$ les nombres de PàC et d'électrolyseurs en série.

2.7 Modélisation du système hybride

2.7.1 Rôle des convertisseurs dans le système de gestion de l'énergie

Les convertisseurs DC/DC sont généralement utilisés dans les systèmes de conversion de l'énergie afin d'adapter les niveaux de tension et de courant. Par le biais de circuits d'électronique de puissance, ils permettent de hausser ou de baisser le niveau de tension en sortie du convertisseur afin que celui-ci soit adapté à la charge. Les convertisseurs DC/DC sont aussi appelés hacheur et existent avec des structures différentes. L'allure du signal de sortie dépend de la structure sélectionnée. Les hacheurs série (cf. Fig. 2.14) sont utilisé afin d'abaisser le niveau de tension en sortie du convertisseur (buck) [44], permettant de connecter des éléments de charge ayant un niveau de tension plus faible que celui du bus DC comme l'électrolyseur. Les hacheurs parallèles (cf. Fig. 2.12) sont utilisés pour élever le niveau de tension en sortie du convertisseur (boost) [92, 44] et sont donc bien adaptés pour interconnecter des PàC, des batteries ou des SC à un bus DC de plus haute tension.

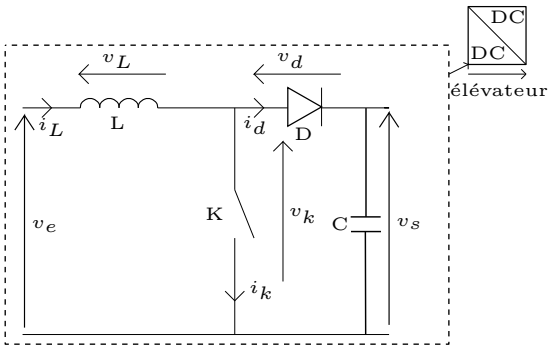


FIGURE 2.12 – Schéma d'un hacheur élévateur

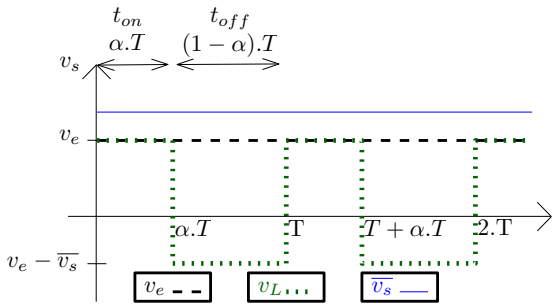


FIGURE 2.13 – Fonctionnement d'un hacheur parallèle (élévateur)

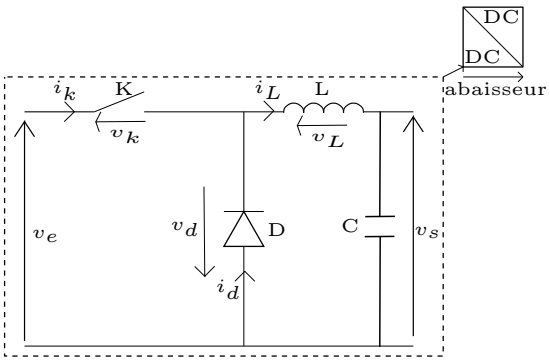


FIGURE 2.14 – Schéma d'un hacheur abaisseur

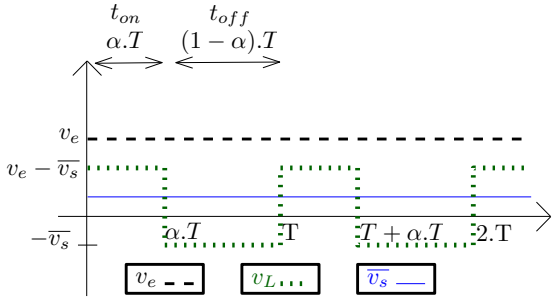


FIGURE 2.15 – Fonctionnement d'un hacheur série (abaisseur)

Les convertisseurs DC/DC sont pilotés à partir d'un signal PWM afin d'ouvrir et fermer les interrupteurs de celui-ci à une fréquence élevée, c'est le principe de hachage. Le fait d'ouvrir (t_{off}) et de fermer (durée t_{on}) l'interrupteur permet à la sortie du convertisseur de voir le niveau de tension de l'entrée pendant un pourcentage de la période du signal PWM appelé rapport cyclique (noté α) représentant le rapport entre la durée à l'état fermé de l'interrupteur (durée t_{on}) sur la période de hachage T (cf. Fig. 2.13 et 2.15). Les inductances et les condensateurs permettent de limiter les ondulations de courant et de tension induits par le hachage en sortie du convertisseur (fonction de lissage).

Dans le système étudié, le choix s'est porté sur un modèle avec des éléments fort courant et basse tension. Pour la PàC et les PV, le transfert de puissance se fait vers le bus DC (générateurs), ils sont connectés au bus DC par le biais de convertisseurs DC/DC élévateurs unidirectionnels en courant. Dans le cas de l'électrolyseur, le transfert de puissance se fait du bus DC vers l'électrolyseur (il est considéré comme une charge dans le système), il est donc connecté par le biais d'un convertisseur DC/DC abaisseur. Pour les batteries, elles peuvent absorber de l'énergie durant les périodes de forte production PV et restituer cette énergie lorsque cette production devient faible. Elles ont donc le rôle de charge et de sources. Elles sont donc connectées par le biais d'un convertisseur DC/DC élévateur bidirectionnel en courant.

2.7.2 Les différents niveaux de modélisation

Il existe 4 principaux niveaux de modélisation :

— Modélisation des boucles/dynamiques de tension/courant avec PWM (niveau 1) :
Ce niveau de modélisation a pour principal avantage d'intégrer une connaissance complète du système permettant à la fois la commande en temps réel avec une période d'échantillonnage fine et l'étude du comportement du système dans sa globalité (commutation des convertisseurs, visualisation des ondulations de courant et de tension, etc.). Cependant, avec un pas de temps du simulateur inférieur à la micro seconde, il impose un coût de calcul élevé et rend difficile l'étude sur de longs intervalles de temps.

— Modélisation des boucles et des dynamiques de tension et de courant (niveau 2) :
En considérant que la valeur moyenne du signal PWM est directement appliquée sur le système, le pas de calcul du simulateur peut être augmenté, mais certaines informations sur le comportement du système sont perdues (ex : impacte de la commutation des convertisseurs). Ce niveau de modélisation permet d'étudier l'impact du SGE sur le système (commande réactive associée aux régulateurs de courant). Avec un pas de temps de l'ordre de la micro seconde, adapté à la simulation temps réel, c'est une approche qui reste gourmande en coût de calcul et en temps de simulation.

— Modélisation des boucles et des dynamiques de tension (niveau 3) :
En supposant l'inductance des convertisseurs faible, elle peut être négligée pour réduire la complexité de la simulation. Nous parlons alors de réduction d'ordre d'un système singulièrement perturbé [41, 46]. Son pas de temps plus élevé (de l'ordre de plusieurs dizaines de micro seconde) est adapté à la fois à la simulation sur des intervalles de temps plus long et à la validation des boucles externes de la commande, même si ce n'est pas une approche utilisée pour les tests en temps réel.

— Modèle moyenné (niveau 4) :
Sans dynamique sur les courants et les tensions, avec un pas de calcul de l'ordre de la centaine de micro seconde, l'approche moyennée présente l'avantage du faible coût de calcul. Cela s'avère particulièrement adapté pour la simulation avec de longs intervalles de temps.

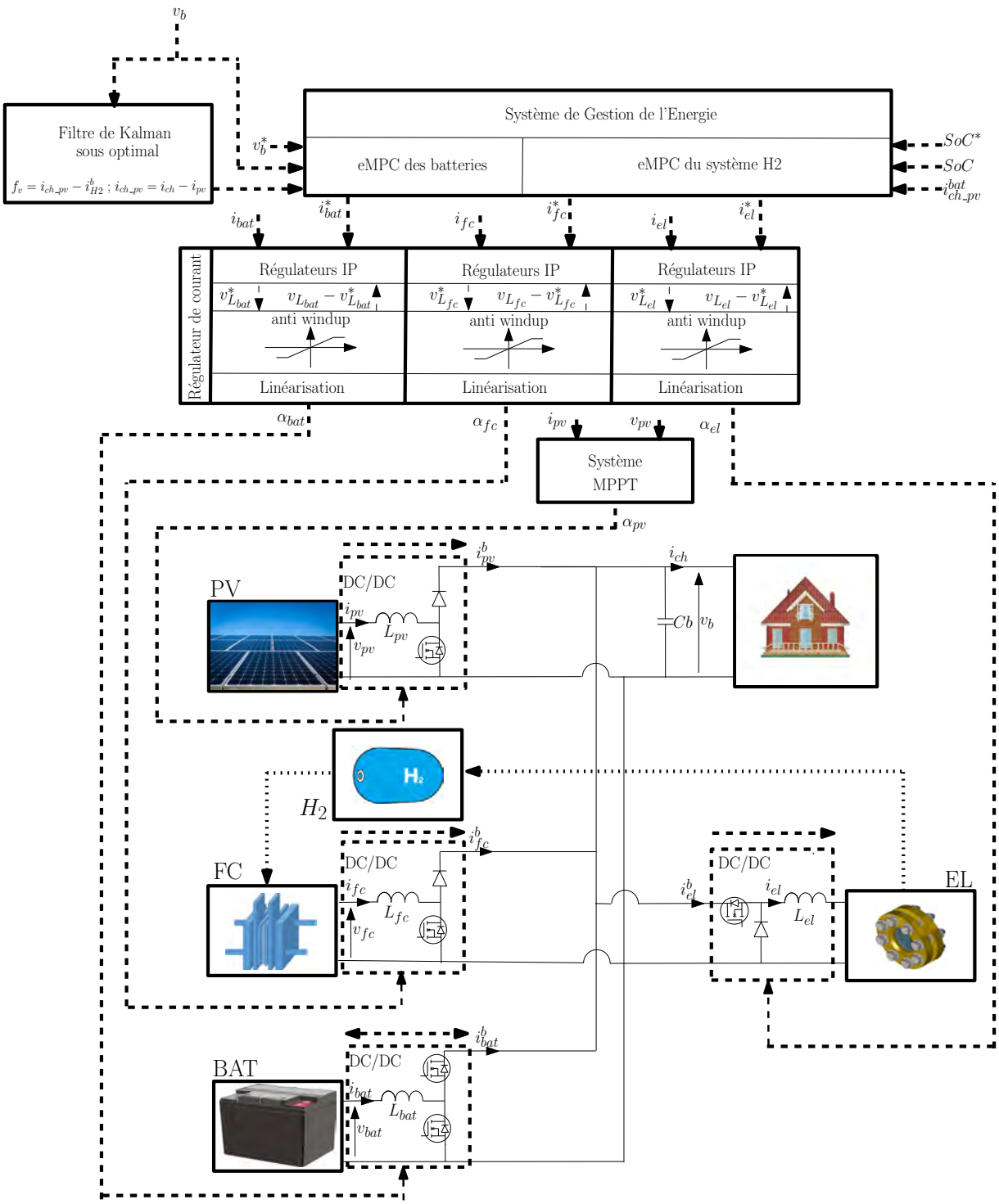


FIGURE 2.16 – Structure du système hybride

Chaque niveau de modélisation est utile dans le développement d'une commande. Une connaissance complète du système (modélisation de niveau 1) permet de connaître son comportement dans sa globalité. La modélisation de niveau 2 permet de déterminer l'impact des lois de commande sur le système. La modélisation de niveau 3 permet de déterminer et de valider la méthode de gestion de l'énergie. Enfin, le modèle de niveau 4 permet de dimensionner le système et d'établir des consignes à J+1.

2.7.3 Modélisation du système

Le système modélisé est représenté sur la figure 2.16. Les différents générateurs et charges sont connectés en parallèle sur le bus DC par le biais des convertisseurs DC/DC. Les différents paramètres du système sont disponibles dans l'annexe D.4.

La commutation des convertisseurs n'étant pas étudiée (modèle de niveau 1), le comportement du système peut être représenté par les équations suivantes (modèle de niveau 2, eq. 2.16a à 2.16f), où les rapports cycliques sont les entrées de commande du système définies par la couche locale. Ce niveau de modélisation est utilisé pour simuler le système lors des tests en simulation des couches locale et réactive.

$$\begin{aligned}
\frac{d\mathrm{v_b}(t)}{dt} &= \frac{1}{Cb}[(1-\alpha_{\mathrm{fc}}(t))\,\mathrm{i_{fc}}(t) + (1-\alpha_{\mathrm{bat}}(t))\,\mathrm{i_{bat}}(t) \\
&\quad + (1-\alpha_{\mathrm{pv}}(t))\,\mathrm{i_{pv}}(t) - \alpha_{\mathrm{el}}(t)\,\mathrm{i_{el}}(t) - \mathrm{i_{ch}}(t)] && (2.16a)\\
\frac{d\mathrm{i_{fc}}(t)}{dt} &= \frac{-(1-\alpha_{\mathrm{fc}}(t))\,\mathrm{v_b}(t) + \mathrm{v_{fc}}(t)}{\mathrm{L_{fc}}} && (2.16b)\\
\frac{d\mathrm{i_{bat}}(t)}{dt} &= \frac{-(1-\alpha_{\mathrm{bat}}(t))\,\mathrm{v_b}(t) + \mathrm{v_{bat}}(t)}{\mathrm{L_{bat}}} && (2.16c)\\
\frac{d\mathrm{i_{pv}}(t)}{dt} &= \frac{-(1-\alpha_{\mathrm{pv}}(t))\,\mathrm{v_b}(t) + \mathrm{v_{pv}}(t)}{\mathrm{L_{pv}}} && (2.16d)\\
\frac{d\mathrm{i_{el}}(t)}{dt} &= \frac{-\alpha_{\mathrm{el}}(t)\,\mathrm{v_b}(t) + \mathrm{v_{el}}(t)}{\mathrm{L_{el}}} && (2.16e)\\
\frac{d\mathrm{SoC_{bat}}(t)}{dt} &= \frac{1}{\mathrm{C_{bat}}(Ah)}\mathrm{i_{bat}}(t) && (2.16f)
\end{aligned}$$

Afin de simplifier la conception de la commande de la couche réactive, les inductances ($\mathrm{L_{fc}}$, $\mathrm{L_{bat}}$, $\mathrm{L_{pv}}$ et $\mathrm{L_{el}}$) sont supposées faibles au regard des autres paramètres du système (modèle de niveau 3). Il s'ensuit que la régulation des courants est supposée parfaite. Avec l'hypothèse de la conservation de puissance au niveau des convertisseurs ($\mathrm{P_{entrée}} = \mathrm{P_{sortie}}$) et en écrivant $\mathrm{i_{bat}}$ avec les courants des autres unités du point de vue de la batterie pour l'équation de la dynamique du SoC, les équations du système peuvent être simplifiées (modèle de niveau 3, eq. 2.17a à 2.17b). Avec $\mathrm{i_{bat}}^*$, $\mathrm{i_{fc}}^*$ et $\mathrm{i_{el}}^*$ les références en courants des différents régulateurs définis par la couche réactive.

$$\frac{d\mathrm{v_b}(t)}{dt} = \frac{1}{\mathrm{C_b}}\left[\frac{\mathrm{v_{fc}}(t)}{\mathrm{v_b}(t)}\mathrm{i_{fc}}^*(t) + \frac{\mathrm{v_{bat}}(t)}{\mathrm{v_b}(t)}\mathrm{i_{bat}}^*(t) + \frac{\mathrm{v_{pv}}(t)}{\mathrm{v_b}(t)}\mathrm{i_{pv}}(t) - \frac{\mathrm{v_{el}}(t)}{\mathrm{v_b}(t)}\mathrm{i_{el}}^*(t) - \mathrm{i_{ch}}(t)\right] \tag{2.17a}$$

$$\frac{d\mathrm{SoC_{bat}}(t)}{dt} = \frac{1}{\mathrm{C_{bat}}}\left[\frac{\mathrm{v_{fc}}(t)}{\mathrm{v_{bat}}(t)}\mathrm{i_{fc}}^*(t) + \frac{\mathrm{v_{pv}}(t)}{\mathrm{v_{bat}}(t)}\mathrm{i_{pv}}(t) - \frac{\mathrm{v_{el}}(t)}{\mathrm{v_{bat}}(t)}\mathrm{i_{el}}^*(t) - \frac{\mathrm{v_b}(t)}{\mathrm{v_{bat}}(t)}\mathrm{i_{ch}}(t)\right] \tag{2.17b}$$

L'équation du modèle moyen du système hybride (Eq. 2.17a) est linéarisée afin de pouvoir l'utiliser dans le développement d'une eMPC linéaire dans la couche réactive. Pour cela, nous considérons les courants du point de vue du bus DC :

$$\mathrm{i_{fc}^b}(t) = \frac{\mathrm{v_{fc}}(t)}{\mathrm{v_b}(t)}\mathrm{i_{fc}}(t) \tag{2.18a}$$

$$\mathrm{i_{bat}^b}(t) = \frac{\mathrm{v_{bat}}(t)}{\mathrm{v_b}(t)}\mathrm{i_{bat}}(t) \tag{2.18b}$$

$$\mathrm{i_{pv}^b}(t) = \frac{\mathrm{v_{pv}}(t)}{\mathrm{v_b}(t)}\mathrm{i_{pv}}(t) \tag{2.18c}$$

$$\mathrm{i_{el}^b}(t) = \frac{\mathrm{v_{el}}(t)}{\mathrm{v_b}(t)}\mathrm{i_{el}}(t) \tag{2.18d}$$

De plus, la PàC et l'électrolyseur sont considérés comme un seul et même système appelé système H2. Le courant du système H2 est $\mathrm{i_{H2}} = \mathrm{i_{fc}} + \mathrm{i_{el}}$, avec $\mathrm{i_{fc}} \geq 0$ et $\mathrm{i_{el}} \leq 0$. Ce qui devient du point de vue du bus DC $\mathrm{i_{H2}^b} = \mathrm{i_{fc}^b} + \mathrm{i_{el}^b}$. La PàC et l'électrolyseur ne pouvant fonctionner au même moment, si $\mathrm{i_{fc}} \neq 0$ alors $\mathrm{i_{el}} = 0$ et *vice versa*. De plus, le système PV étant piloté par son propre algorithme, le courant de charge et le courant PV peuvent être considérés comme un seul et même courant $\mathrm{i_{ch_pv}} = \mathrm{i_{ch}} - \mathrm{i_{pv}^b}$. L'équation 2.17a devient alors :

$$\frac{d\mathrm{v_b}(t)}{dt} = \frac{1}{\mathrm{C_b}}\left[\mathrm{i_{bat}^b}^*(t) + \mathrm{i_{H2}^b}^*(t) - \mathrm{i_{ch_pv}}(t)\right] \tag{2.19}$$

$\mathrm{v_b}$ étant l'état du système, $\mathrm{i_{bat}^b}^*$ la variable de commande et les autres termes de l'équation considérés comme des perturbations. L'indice * indique ici les courants de référence (la régulation des courants étant supposée parfaite lors du développement de la couche réactive).

Comme pour l'équation du modèle moyen du système hybride, l'équation 2.17b de la dynamique du SoC est utilisée afin de pouvoir l'utiliser dans le développement d'une eMPC linéaire dans la couche réactive. Le système est linéarisé en écrivant :

$$\mathrm{i_{fc}^{bat}}(t) = \frac{\mathrm{v_{fc}}(t)}{\mathrm{v_{bat}}(t)}\mathrm{i_{fc}}(t) \tag{2.20a}$$

$$\mathrm{i_{ch}^{bat}}(t) = \frac{\mathrm{v_b}(t)}{\mathrm{v_{bat}}(t)}\mathrm{i_{ch}}(t) \tag{2.20b}$$

$$\mathrm{i_{pv}^{bat}}(t) = \frac{\mathrm{v_{pv}}(t)}{\mathrm{v_{bat}}(t)}\mathrm{i_{pv}}(t) \tag{2.20c}$$

$$\mathrm{i_{el}^{bat}}(t) = \frac{\mathrm{v_{el}}(t)}{\mathrm{v_{bat}}(t)}\mathrm{i_{el}}(t) \tag{2.20d}$$

Comme précédemment, la PàC et l'électrolyseur sont considérés comme un seul et même système appelé système H2, avec $\mathrm{i_{H2}} = \mathrm{i_{fc}} + \mathrm{i_{el}}$. Ce qui devient du point de vue des batteries $\mathrm{i_{H2}^{bat}} = \mathrm{i_{fc}^{bat}} + \mathrm{i_{el}^{bat}}$.

De même pour le courant PV i_{pv} et le courant de charge i_{ch} qui deviennent alors $i_{ch_pv}^{bat} = i_{ch}^{bat} - i_{pv}^{bat}$. L'équation 2.17b devient alors :

$$\frac{d\mathrm{SoC}_{bat}(t)}{dt} = \frac{1}{C_{bat}}\left[i_{H2}^{bat*}(t) - i_{ch_pv}^{bat}(t)\right] \tag{2.21}$$

SoC_{bat} représente l'état du système, i_{H2}^{bat*} la variable de commande et les autres termes de l'équation sont considérés comme des perturbations. L'indice * indique ici le courant de référence (la régulation des courants étant supposée parfaite lors du développement de la couche réactive).

Pour la couche anticipative, elle définit un plan d'engagement afin de planifier l'utilisation des unités à partir des puissances minimum et maximum pouvant être délivrée par chaque unité. Pour cela, le bilan de puissance du système est écrit ainsi que l'évolution de l'état de charge des batteries en fonction de la puissance délivrée.

$$P_{bat}(t) + P_{fc}(t) + P_{el}(t) + P_{pv}(t) = P_{ch}(t) \tag{2.22a}$$

$$\mathrm{SoC}_{bat}(t) = \mathrm{SoC}_{bat}(t-1) + \int_{t-1}^{t} \frac{P_{bat}(\tau)}{C_{bat}} d\tau \tag{2.22b}$$

2.8 Conclusion

Dans ce chapitre les modèles des unités du MR ont été présentés dans l'objectif de développer les différentes couches du SGE en fonction du niveau de modélisation défini pour chaque couche (locale, réactive et anticipative, cf. section 1.5.5). Le niveau de modélisation a un impact non négligeable sur les résultats attendus lors de la simulation (durée de la simulation, détails du comportement du système, etc.). Les niveaux de modélisation sont définis en fonction de la couche de commande développée et des temps de simulation associés.

Le constat est que certaines unités, comme la PàC et l'électrolyseur, doivent suivre un mode opératoire compatible avec des contraintes spécifiques, au risque de dégrader leurs composants, a conduit à la prise en compte de ces contraintes à chaque couche de commande, à la fois pour optimiser les performances et la durée de vie de ces unités.

Les modèles des unités présenté et utilisé ne permettent cependant pas une étude en cas de défaut (dégradation de la PàC et de l'électrolyseur, perte de performance sur les batteries, etc.) ou une étude de l'impact de la variabilité haute fréquence de la production PV. Seul une perte total d'un ou plusieurs élément pourra être étudier.

Le chapitre 3 porte sur le développement de la couche locale et de la couche réactive du SGE.

Chapitre 3

Stratégie de commande des couches réactive et locale

3.1 Introduction **60**

3.2 La couche réactive **61**

3.2.1 eMPC batterie 61

3.2.2 eMPC H2 62

3.2.3 Estimation du courant de charge 64

3.2.4 Implémentation des eMPC 66

3.3 La couche locale **67**

3.3.1 Régulateurs de courant 67

3.3.2 Pilotage des panneaux photovoltaïque 69

3.4 Validation des couches réactive et locale **70**

3.4.1 Généralité sur les tests de validation d'une commande 70

3.4.2 Conditions opératoires 71

3.4.3 Présentation de la plateforme de test 72

3.4.4 Paramétrage des poids des eMPC 77

3.4.5 Test du SGE sans le système PV 78

3.4.6 Test du SGE avec le système PV 85

3.4.7 Test de la résilience du Système de Gestion de l'Energie 89

3.5 Conclusion **95**

3.1 Introduction

L'objet de ce chapitre est le développement et le test des stratégies de commande de la couche locale et de la couche réactive.

Dans un premier temps, le développement de la stratégie de commande de la couche réactive est détaillé. Elle est basée sur deux commandes MPC distribuées. Une première MPC définit le courant de référence du système H2, composé de la PàC et de l'électrolyseur. Une seconde MPC définit le courant de référence des batteries. Elles sont toutes deux basées sur le modèle de niveau 3 linéarisé (eq. 2.19 à 2.21) développé dans le chapitre 2. Dans un deuxième temps, le développement de la stratégie de commande de la couche locale permettant la régulation de courant des éléments est abordé. La couche locale repose sur des régulateurs de type IP qui définissent les rapports cycliques des convertisseurs afin d'ajuster le niveau de tension et de suivre la consigne en courant. La méthode de paramétrage de ces régulateurs est présentée. L'algorithme utilisé pour le pilotage de la production PV est abordé dans un troisième temps.

Plusieurs étapes sont nécessaires afin de démontrer la fonctionnalité de la commande en condition normale de fonctionnement ou en présence d'incertitude ou de défaut sur le système. Différentes méthodes de validation en simulation et en temps réel sont présentées à cet effet. La première est de valider la stratégie de commande en simulation. Pour cela, le modèle du système ainsi que la commande sont implémentés dans l'environnement Matlab/Simulink. La seconde étape est l'intégration de la commande sur un banc de test expérimental. Les tests expérimentaux de ces travaux de thèse sont réalisés sur un banc de type prototypage rapide développé au laboratoire Femto-ST à Belfort. Une dernière étape qui ne sera pas réalisée durant ces travaux de thèse est le test de la commande sur un banc de test HIL. Ce test permet de montrer qu'il est possible d'intégrer la commande sur une carte dimensionnée préalablement et de permettre un pilotage en temps réel des éléments du système.

Les tests expérimentaux utilisent les mêmes profils de charge qu'en simulation afin de comparer les différents résultats. La commande est tout d'abord testée sans le système PV afin de la valider sans perturbation extérieure, puis avec le système PV pour montrer l'influence des perturbations et valider le SGE dans sa globalité.

Les résultats des tests de ces deux couches en simulation et en expérimentation sont présentés à la fin de ce chapitre.

3.2 La couche réactive

Comme mentionné dans le chapitre 1 section 1.5.5.2, la couche réactive intègre une commande de type MPC basé sur les travaux de S. Mariethoz et al. [64] qui permet de définir les courants de références de chaque élément du MR. La MPC est une commande dite optimale qui permet de définir la valeur d'une variable de commande en minimisant ou maximisant un critère défini dans le but de respecter des objectifs préalablement choisis. Elle peut prendre en compte certaines contraintes permettant de respecter les conditions de fonctionnement des éléments concerner tels que les limites d'appel en puissance de la PEMFC, les limites d'état de charge des batteries, etc. Elle est utilisée sous sa forme explicite, appelée durant la suite des travaux sous sa dénomination anglaise eMPC.

3.2.1 eMPC batterie

Les batteries ont pour rôle principal de réguler la tension du bus DC, elles absorbent le surplus d'énergie et comblent le déficit énergétique lorsque les autres éléments ne peuvent réagir.

— **Équation du système**

L'équation 2.19 développée dans le chapitre 2 section 2.7.3 doit être discrétisée afin de pouvoir être utilisée dans la eMPC des batteries. En utilisant la méthode de discrétisation par développement limité des équations précédentes [42], les matrices d'état $\mathrm{A} = 0$ et de commande $\mathrm{B} = \frac{1}{\mathrm{C_b}}$ deviennent en valeurs discrétisées $\mathrm{Ad} = \mathrm{e}^{\mathrm{A\,T_{s_{bat}}}} \approx \mathrm{I} + \mathrm{A\,T_{s_{bat}}} + \frac{(\mathrm{A\,T_{s_{bat}}})^2}{2}$ et $\mathrm{Bd} = \int_0^{\mathrm{T_{s_{bat}}}} \mathrm{e}^{\mathrm{A\,T_{s_{bat}}}}\,\mathrm{B}\,\mathrm{dt} \approx \mathrm{T_{s_{bat}}}\left(\mathrm{I} + \frac{\mathrm{A\,T_{s_{bat}}}}{2}\right)\mathrm{B}$. Le système peut alors être représenté par le modèle d'état discrétisé à la période d'échantillonnage $\mathrm{T_{s_{bat}}}$ suivant :

$$\mathrm{v_{b,}}k+1 = \mathrm{v_{b,}}k + \frac{\mathrm{T_{s_{bat}}}}{\mathrm{C_b}}\left[\mathrm{i^{b}_{bat,}}{}^{*}_{k} + \mathrm{i^{b}_{H2,}}{}^{*}_{k} - \mathrm{i_{ch_pv,}}k\right] \tag{3.1}$$

$\mathrm{i^{b}_{bat}}^{*}$ est alors la variable de commande à réguler sur le système. Le courant de référence des batteries $\mathrm{i_{bat}}^{*}$ est déterminé à partir de l'équation 2.20b :

$$\mathrm{i_{bat}}{}^{*}_{,k} = \frac{\mathrm{v_{b,}}k}{\mathrm{v_{bat,}}k}\mathrm{i^{b}_{bat,}}{}^{*}_{k} \tag{3.2}$$

— **Contraintes de fonctionnement**

Les contraintes à prendre en compte pour les batteries afin de limiter leur dégradation sont principalement les limites en courant de celles-ci. Pour cela l'équation 2.20b est utilisée pour définir les courants $\mathrm{i^{b}_{bat,max}}$ et $\mathrm{i^{b}_{bat,min}}$ à prendre en compte lors de la minimisation du critère.

$$\mathrm{i}^{\mathrm{b}}_{\mathrm{bat},min} \leq \mathrm{i}^{\mathrm{b}}_{\mathrm{bat},k}{}^{*} \leq \mathrm{i}^{\mathrm{b}}_{\mathrm{bat},max} \tag{3.3a}$$

$$\mathrm{i}^{\mathrm{b}}_{\mathrm{bat},min} = \frac{\mathrm{v}_{\mathrm{bat},k}}{\mathrm{v}_{\mathrm{b},k}} \mathrm{i}_{\mathrm{bat},min} \tag{3.3b}$$

$$\mathrm{i}^{\mathrm{b}}_{\mathrm{bat},max} = \frac{\mathrm{v}_{\mathrm{bat},k}}{\mathrm{v}_{\mathrm{b},k}} \mathrm{i}_{\mathrm{bat},max} \tag{3.3c}$$

— **Fonction objectif**

La fonction objectif J est écrite sous la forme d'un critère quadratique avec deux termes à minimiser :

— le 1er pour réduire l'erreur entre la tension de consigne du bus DC $\mathrm{v_b}^*$ et la tension mesurée $\mathrm{v_b}$,
— et le 2ème pour limiter l'amplitude du courant batterie afin d'éviter les variations brusques de celui-ci entre ses valeurs maximale et minimale, ce qui permet de stabiliser le courant batterie et donc de limiter les ondulations de tension sur le bus DC.

$$J\left(\mathrm{i}^{\mathrm{b}}_{\mathrm{bat}}\right) = \sum_{k=1}^{\mathrm{N_{bat}}} \left[\mathrm{Q}_{\mathrm{r_{bat}}} \left(\mathrm{v}_{\mathrm{b},k+1} - \mathrm{v_b}^*\right)^2 + \left(\mathrm{i}^{\mathrm{b}}_{\mathrm{bat},k}\right)^2\right] \tag{3.4}$$

$\mathrm{N_{bat}}$ est l'horizon de prédiction sur lequel la eMPC minimise la fonction objectif. $\mathrm{Q}_{\mathrm{r_{bat}}}$ est le poids de la fonction objectif, il permet de donner plus ou moins d'importance au 1er terme. La 1ère valeur de $\mathrm{v_b}$ est mesurée et l'erreur de modélisation pour l'estimation de $\mathrm{v_b}$ sur l'horizon de prédiction est négligée. Le deuxième terme n'est pas associé à un poids car $\mathrm{i_{bat}}$ n'est minimisé que lorsque $\mathrm{v_b}$ est à sa référence.

3.2.2 eMPC H2

Le système H2, composé de la PàC et de l'électrolyseur, a pour objectif de maintenir les batteries à un niveau de charge de référence SoC* prédéfini.

— **Équation du système**

L'équation 2.21 développée dans le chapitre 2 section 2.7.3 doit être discrétisée afin de pouvoir être utilisée dans la eMPC du système H2. Le système est discrétisé à la période d'échantillonnage $\mathrm{T_{s_{H2}}}$, avec la méthode présentée précédemment pour la eMPC batterie, avec $\mathrm{A} = 0$ et $\mathrm{B} = \frac{1}{\mathrm{C_{bat}}}$. On retrouve alors le modèle d'état discret suivant :

$$\mathrm{SoC}_{\mathrm{bat},k} = \mathrm{SoC}_{\mathrm{bat},k-1} + \frac{\mathrm{T_{s_{H2}}}}{\mathrm{C_{bat}}(Ah)} \left[\mathrm{i}^{\mathrm{bat}*}_{\mathrm{H2},k} - \mathrm{i}^{\mathrm{bat}}_{\mathrm{ch_pv},k}\right] \tag{3.5}$$

i_{H2}^{bat*} est alors la variable de commande à réguler sur le système. Le courant de référence des batteries $i_{H2}{}^{*}$ est déterminé à partir de l'équation suivante :

$$i_{H2}{}^{*}_{,k} = \frac{v_{bat,k}}{v_{H2,k}} i_{H2,k}^{bat*} \tag{3.6}$$

— **Contraintes de fonctionnement**

La PàC et l'électrolyseur nécessitent des conditions de fonctionnement spécifiques pour limiter leur dégradation. En effet, leur bon fonctionnement est directement lié à la régulation des fluides (débit, pression, etc.) les alimentant et à leur conception. Les différents régulateurs étant limités en temps de réponse et la conception des PàC et électrolyseur ne permettant pas un fonctionnement à puissance élevée sur de longues durées, il est nécessaire de limiter les variations de la puissance d'alimentation et de la charge pour l'électrolyseur et pour la PàC respectivement.

Pour cela, la limite basse du courant pris en compte dans la eMPC est le courant minimal admissible sur l'électrolyseur $i_{el,min}$ (le courant de l'électrolyseur étant considéré inférieur à 0) et la limite haute du courant est le courant maximal admissible sur la PàC $i_{fc,max}$. De plus, une rampe de courant maximal est utilisée pour limiter les variations de courant.

Les équations 3.7a à 3.7e résument les contraintes prises en compte dans la eMPC du système H2 :

$$i_{H2,min}^{bat} \leq i_{H2,k}^{bat*} \leq i_{H2,max}^{bat} \tag{3.7a}$$

$$i_{H2,min}^{bat} = \frac{v_{H2,k}}{v_{bat,k}} i_{H2,min} \tag{3.7b}$$

$$i_{H2,max}^{bat} = \frac{v_{H2,k}}{v_{bat,k}} i_{H2,max} \tag{3.7c}$$

$$-\Delta i_{H2,min}^{bat} \leq \Delta i_{H2,k}^{bat*} \leq \Delta i_{H2,max}^{bat} \tag{3.7d}$$

$$\Delta i_{H2,max}^{bat} = \frac{v_{H2,k}}{v_{bat,k}} \Delta i_{H2,max} \tag{3.7e}$$

— **Fonction objectif**

Comme pour la eMPC batterie, la fonction objectif est écrite sous la forme d'un critère quadratique, avec trois termes à minimiser :

— le 1er a pour principal objectif d'assurer le suivi de consigne sur le SoC batterie,
— le 2ème permet de limiter les variations du SoC des batteries,
— et le 3ème permet de diminuer la différence entre le courant du système H2 vue par les batteries et le courant nécessaire pour alimenté la charge (différence entre le courant de charge et le courant des PV) vu par les batteries.

$$J\left(\mathrm{i}^{\mathrm{bat}}_{\mathrm{H2},k}\right) = \sum_{k=1}^{\mathrm{N_{H2}}} \Big[\mathrm{Q_{r_{H2}}}\left(SoC_k - SoC^*\right)^2 + \mathrm{Q_{y_{H2}}}\left(SoC_k - SoC_{k-1}\right)^2 + \left(\mathrm{i}^{\mathrm{bat}}_{\mathrm{H2},k} - \mathrm{i}^{\mathrm{bat}}_{\mathrm{ch_pv},k}\right)^2\Big] \tag{3.8a}$$

De la même manière que pour la eMPC des batteries, les poids $\mathrm{Q_{r_{H2}}}$ et $\mathrm{Q_{y_{H2}}}$ permettent de donner de l'importance au terme associé. Ici le terme le plus important est celui associé au suivi de consigne, ainsi on prendra $\mathrm{Q_{r_{H2}}} > \mathrm{Q_{y_{H2}}}$. Le 2ème terme est plus important que le 3ème terme pour stabiliser le niveau de charge des batteries. Lorsque le SoC des batteries atteint sa référence, le premier terme est nul. Le SoC est alors stabilisé et le second terme est nul. La priorité est donnée au troisième terme et la fonction coût minimise la puissance fournie ou absorbée par les batteries pour garder le SoC à sa référence.

— **Test conditionnel pour la définition des paramètres**

La référence en courant de la PàC (respectivement de l'électrolyseur) dépend du signe de la référence en courant du système H2 calculée par sa eMPC $\mathrm{i}^{\mathrm{bat}}_{\mathrm{H2}}$. Lorsque le courant $\mathrm{i}^{\mathrm{bat}}_{\mathrm{H2}}$ est supérieur à zéro (respectivement inférieur à zéro) la référence générée est assignée à la PàC (respectivement à l'électrolyseur).

Un test conditionnel assigne donc les bonnes valeurs à $\mathrm{v_{H2}}$ et $\Delta\mathrm{i_{H2,max}}$:

if $\mathrm{i}^{\mathrm{bat}}_{\mathrm{H2}} \geq 0$ **then**
  $\mathrm{v}_{\mathrm{H2},k} = \mathrm{v}_{\mathrm{fc},k}$
  $\Delta\mathrm{i}_{\mathrm{H2},max} = \Delta\mathrm{i}_{\mathrm{fc},max}$
else
  $\mathrm{v}_{\mathrm{H2},k} = \mathrm{v}_{\mathrm{el},k}$
  $\Delta\mathrm{i}_{\mathrm{H2},max} = \Delta\mathrm{i}_{\mathrm{el},max}$
end

3.2.3 Estimation du courant de charge

Pour diminuer les coûts d'installation, la consommation de la charge n'est pas mesurée (les capteurs de courant étant généralement plus coûteux que les capteurs de tension et la charge étant généralement

éloignée des sources). Le courant consommé par la charge doit donc être estimé afin d'assurer le fonctionnement des eMPC. Pour cela, un filtre de Kalman est synthétisé.

Le filtre de Kalman est un observateur qui estime l'état du système de façon séquentielle avec les données disponibles passées et présentes. Ceci permet d'estimer une grandeur non mesurée du système à partir de grandeurs mesurées. Le filtre de Kalman est construit à partir du modèle d'état du système et d'hypothèses émises sur certaines grandeurs.

3.2.3.1 Modèle de l'observateur

Dans le cas du système étudié (MR), le courant estimé est en réalité le courant $\mathrm{i_{pv}}$ des PV, associé au courant de la charge $\mathrm{i_{ch}}$ appelé précédemment $\mathrm{i_{ch_pv}}$. En partant de l'équation de la dynamique de tension discrétisée (Eq. 3.1), le courant $\mathrm{i_{ch_pv}}$ peut être estimé en considérant $\mathrm{fv} = \mathrm{i_{ch_pv}} - \mathrm{i^b_{H2}}$ et $\dot{\mathrm{fv}} = 0$ sur une période d'échantillonnage. L'équation 3.1 devient :

$$\mathrm{v_{b,}}k+1 = \mathrm{v_{b,}}k + \frac{\mathrm{T_{s_{bat}}}}{\mathrm{C_b}}\left[\mathrm{i^{b\ *}_{bat,}}k\right] - \frac{\mathrm{T_{s_{bat}}}}{\mathrm{C_b}}\left[\mathrm{i_{ch_pv,}}k - \mathrm{i^{b\ *}_{H2,}}k\right] \tag{3.9a}$$

Le modèle de l'observateur s'écrit donc :

$$\underbrace{\begin{bmatrix}\mathrm{v_{b,}}k+1\\ f_{,k+1}\end{bmatrix}}_{\mathrm{x_{obs,}}k+1} = \underbrace{\begin{bmatrix}1 & \frac{-\mathrm{T_{s_{bat}}}}{\mathrm{C_b}}\\ 0 & 1\end{bmatrix}}_{\mathrm{A_{d_{obs}}}}\underbrace{\begin{bmatrix}\mathrm{v_{b,}}k\\ f_k\end{bmatrix}}_{\mathrm{x_{obs,}}k} + \underbrace{\begin{bmatrix}\frac{-\mathrm{T_{s_{bat}}}}{\mathrm{C_b}}\\ 0\end{bmatrix}}_{\mathrm{B_{d_{obs},}}k}\underbrace{\begin{bmatrix}\mathrm{i^b_{bat,}}k\end{bmatrix}}_{\mathrm{u_{obs,}}k} \tag{3.10a}$$

Avec $\mathrm{x_{obs}}$ le vecteur d'états de l'observateur, $\mathrm{u_{obs}}$ le vecteur commande, $\mathrm{A_{d_{obs}}}$ la matrice d'état de l'observateur et $\mathrm{B_{d_{obs}}}$ la matrice de commande.

3.2.3.2 Filtre de Kalman optimal

La 1ère étape d'estimation est alors de calculer les états et la matrice de covariance prédite du système à partir du modèle de l'observateur (Eq. 3.10a) :

$$\mathrm{x_{obs,}}k|k-1 = \mathrm{A_{d_{obs}}}\,\mathrm{x_{obs,}}k-1|k-1 + \mathrm{B_{d_{obs}}}\,\mathrm{u_{obs,}}k-1|k-1 \tag{3.11a}$$

$$\mathrm{P_{obs,}}k|k-1 = \mathrm{A_{d_{obs}}}\,\mathrm{P_{obs,}}k-1|k-1\,\mathrm{A_{d_{obs}}}^T + \mathrm{Q_{obs}} \tag{3.11b}$$

Le gain du filtre de Kalman $\mathrm{K_{obs}}$ est alors calculé avec la covariance prédite (Eq. 3.11b), la matrice d'observation $\mathrm{C_{d_{obs}}}$ et la matrice de covariance du bruit $\mathrm{R_{obs}}$:

$$\mathrm{K}_{\mathrm{obs},k} = \mathrm{P}_{\mathrm{obs},k|k-1}\,\mathrm{C}_{\mathrm{d_{obs}}}{}^{T}\left(\mathrm{C}_{\mathrm{d_{obs}}}\,\mathrm{P}_{\mathrm{obs},k|k-1}\mathrm{C}_{\mathrm{d_{obs}}}{}^{T} + \mathrm{R}_{\mathrm{obs}}\right)^{-1} \tag{3.12a}$$

La valeur estimée des états du système et la matrice de covariance sont alors calculées à partir des états prédits $\mathrm{x}_{\mathrm{obs,k|k-1}}$, de la matrice de covariance prédite $\mathrm{P}_{\mathrm{obs,k|k-1}}$, du gain du filtre de Kalman $\mathrm{K}_{\mathrm{obs}}$ et de la matrice d'observation $\mathrm{C}_{\mathrm{d_{obs}}}$:

$$\mathrm{x}_{\mathrm{obs},k|k} = \mathrm{x}_{\mathrm{obs},k|k-1} + \mathrm{K}_{\mathrm{obs},k}\mathrm{C}_{\mathrm{d_{obs}}}\left(\mathrm{v}_{\mathrm{b},k}\,(1)_{,k} - \mathrm{x}_{\mathrm{obs}}\,(1)_{,k|k-1}\right) \tag{3.13a}$$

$$\mathrm{P}_{\mathrm{obs},k|k} = \mathrm{P}_{\mathrm{obs},k|k-1} - \mathrm{K}_{\mathrm{obs},k}\mathrm{C}_{\mathrm{d_{obs}}}\mathrm{P}_{\mathrm{obs},k|k-1} \tag{3.13b}$$

3.2.3.3 Filtre de Kalman sous-optimale

Une méthode pour diminuer le coût de calcul de l'estimation est d'utiliser l'approche sous-optimale. Au bout d'un certain nombre d'itérations, $\mathrm{P}_{\mathrm{obs}}$ devient constant puisque le système est linéaire et stationnaire. En imposant un critère minimal δ_{min} à la variation de $\mathrm{P}_{\mathrm{obs}}$ ($\Delta\mathrm{P}_{\mathrm{obs}} = \mathrm{P}_{\mathrm{obs,k-1}} - \mathrm{P}_{\mathrm{obs,k}} < \delta_{\mathrm{min}}$), le gain du filtre de Kalman peut être déterminé hors ligne. Une partie de l'algorithme précédent est alors exportée hors ligne afin de déterminer un gain sous optimal $\mathrm{K}_{\mathrm{obssoptimale}}$.

$$\mathrm{x}_{\mathrm{obs},k|k} = \mathrm{x}_{\mathrm{obs},k|k-1} + \mathrm{K}_{\mathrm{obs}\,soptimale,k}\mathrm{C}_{\mathrm{d_{obs}}}\left(\mathrm{v}_{\mathrm{b},k} - \mathrm{x}_{\mathrm{obs}}\,(1)_{,k|k-1}\right) \tag{3.14a}$$

La valeur du courant $\mathrm{i}_{\mathrm{ch_pv}}$ est alors calculée à partir de la perturbation $\mathrm{f} = \mathrm{x}_{\mathrm{obs,k}}(2)$:

$$\mathrm{i}_{\mathrm{ch_pv},k,est} = f + \mathrm{i}^{\mathrm{b}}_{\mathrm{H2},k} \tag{3.15a}$$

$$\mathrm{i}^{\mathrm{b}}_{\mathrm{H2},k} = \frac{\mathrm{v_{H2}}}{\mathrm{v_b}}\mathrm{i}_{\mathrm{H2},k} \tag{3.15b}$$

Le courant $\mathrm{i}^{\mathrm{bat}}_{\mathrm{ch_pv}}$ peut être calculé et injecté dans l'équation 3.5 :

$$\mathrm{i}^{\mathrm{bat}}_{\mathrm{ch_pv},k} = \frac{\mathrm{v_b}}{\mathrm{v_{bat}}}\mathrm{i}_{\mathrm{ch_pv},k} \tag{3.16a}$$

3.2.4 Implémentation des eMPC

Le choix pour le processus de résolution des eMPC (cf. chapitre 1 section 1.5.5.2 pour la théorie de la eMPC) s'est porté sur la toolbox Yalmip [62] et la Multi-Paramétric Toolbox 3 (MPT3) [40]. Dans le cas de cette étude, Yalmip permet de définir le système et ses contraintes dans un langage compréhensible

par Matlab et MPT3. MPT3 est utilisée pour la résolution du programme multi paramétrique et exporter la solution sous la forme d'une fonction Matlab.

Yalmip et MPT3 utilisent des solveurs spécifiques pour la résolution du problème. Deux solveurs ont été testés, Cplex et Gurobi. Gurobi étant plus rapide pour la résolution de notre problème, il a été naturellement choisi pour les tests et le paramétrage de la eMPC. Gurobi utilise la méthode de barrière par défaut pour la résolution du programme.

3.3 La couche locale

La couche locale intègre ici les régulateurs permettant le suivi de consigne en courant de chaque élément et l'algorithme permettant de piloter la production PV. La régulation de courant est assurée par le biais de correcteurs de type IP. Les gains de ces régulateurs sont calculés analytiquement en fonction du comportement désiré du système. La production PV est quant à elle pilotée par un algorithme MPPT.

3.3.1 Régulateurs de courant

Les régulateurs de courant choisis sont des régulateurs de type IP pour leur capacité à filtrer le bruit sur l'erreur entre la consigne et la mesure. En effet, les eMPC utilisés pour définir les courants de référence sont des commandes à faible pas d'échantillonnage avec une dynamique qui peut générer des instabilités sur le suivi de consigne. Les régulateurs pilotent les convertisseurs des éléments en fonction de la consigne en courant définie dans la couche réactive.

Pour paramétrer les régulateurs, il est nécessaire de déterminer les coefficients K_i et K_p des régulateurs IP. Les équations 2.16a à 2.16f décrivent le comportement non linéaire du système. Afin de définir les contrôleurs linéaires, la non-linéarité est compensée par des fonctions non-linéaires :

Boost :

$$\alpha v_e = L\frac{di}{dt} + v_s \tag{3.17a}$$

$$\alpha = 1 + \frac{v_L - v_e}{v_s} \tag{3.17b}$$

Buck :

$$v_e = L\frac{di}{dt} + (1-\alpha)v_s \tag{3.18a}$$

$$\alpha = \frac{v_s + v_L}{v_e} \tag{3.18b}$$

avec v_L une variable de contrôle virtuelle des régulateurs IP.

En passant dans le domaine de Laplace, la fonction de transfert pour les deux types de convertisseurs devient :

$$\frac{i}{v_L} = \frac{1}{Lp} \tag{3.19}$$

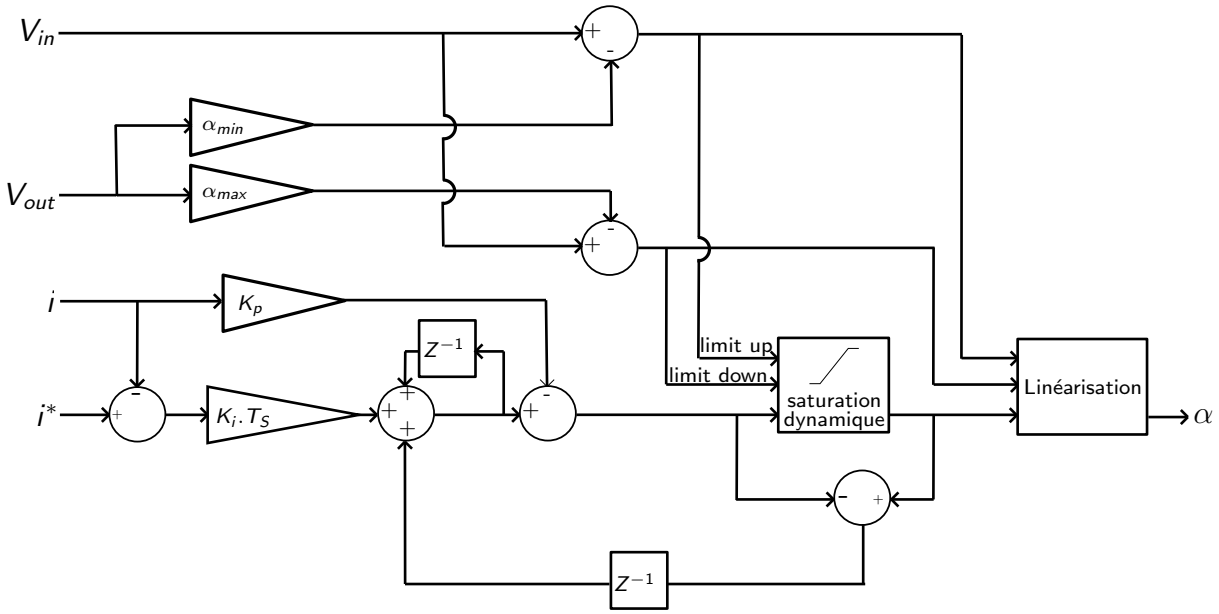


FIGURE 3.1 – Structure du régulateur IP avec action anti-windup et linéarisation

La fonction de transfert globale de la boucle fermée du système est alors assimilée à une fonction de transfert d'un système du 2nd ordre :

$$\frac{\mathrm{i_{fc}}}{\mathrm{i_{fc}}^*} = \frac{1}{1 + \frac{Kp}{Ki}p + \frac{L}{Ki}p^2} = \frac{1}{1 + \frac{2\xi}{\omega_i}p + \frac{1}{\omega_i^2}p^2} \tag{3.20a}$$

Par déduction de l'équation 3.20a, les coefficients $\mathrm{K_i}$ et $\mathrm{K_p}$ des régulateurs peuvent être calculés avec les équations suivantes :

$$\begin{bmatrix} \mathrm{K_{p_{ifc}}} \\ \mathrm{K_{p_{iel}}} \\ \mathrm{K_{p_{ibat}}} \end{bmatrix} = 2\xi \begin{bmatrix} \mathrm{L_{fc}} \\ \mathrm{L_{el}} \\ \mathrm{L_{bat}} \end{bmatrix} \omega_i \tag{3.21a}$$

$$\begin{bmatrix} \mathrm{K_{i_{ifc}}} \\ \mathrm{K_{i_{iel}}} \\ \mathrm{K_{i_{ibat}}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathrm{L_{fc}} \\ \mathrm{L_{el}} \\ \mathrm{L_{bat}} \end{bmatrix} \omega_i^2 \tag{3.21b}$$

Le facteur d'amortissement ξ est fixé à 1 afin d'atteindre la référence rapidement et en évitant les régimes oscillatoires. La fréquence propre $\mathrm{f_i}$ est fixée à $\frac{1}{25}$ fois la fréquence de découpage du convertisseur. Pour la simulation, la fréquence de découpage du convertisseur est considérée comme la période d'échantillonnage du régulateur IP. On a donc :

$$\omega_i = \frac{2\,\pi\,\frac{1}{\mathrm{T_{s_{IP}}}}}{25} \tag{3.22a}$$

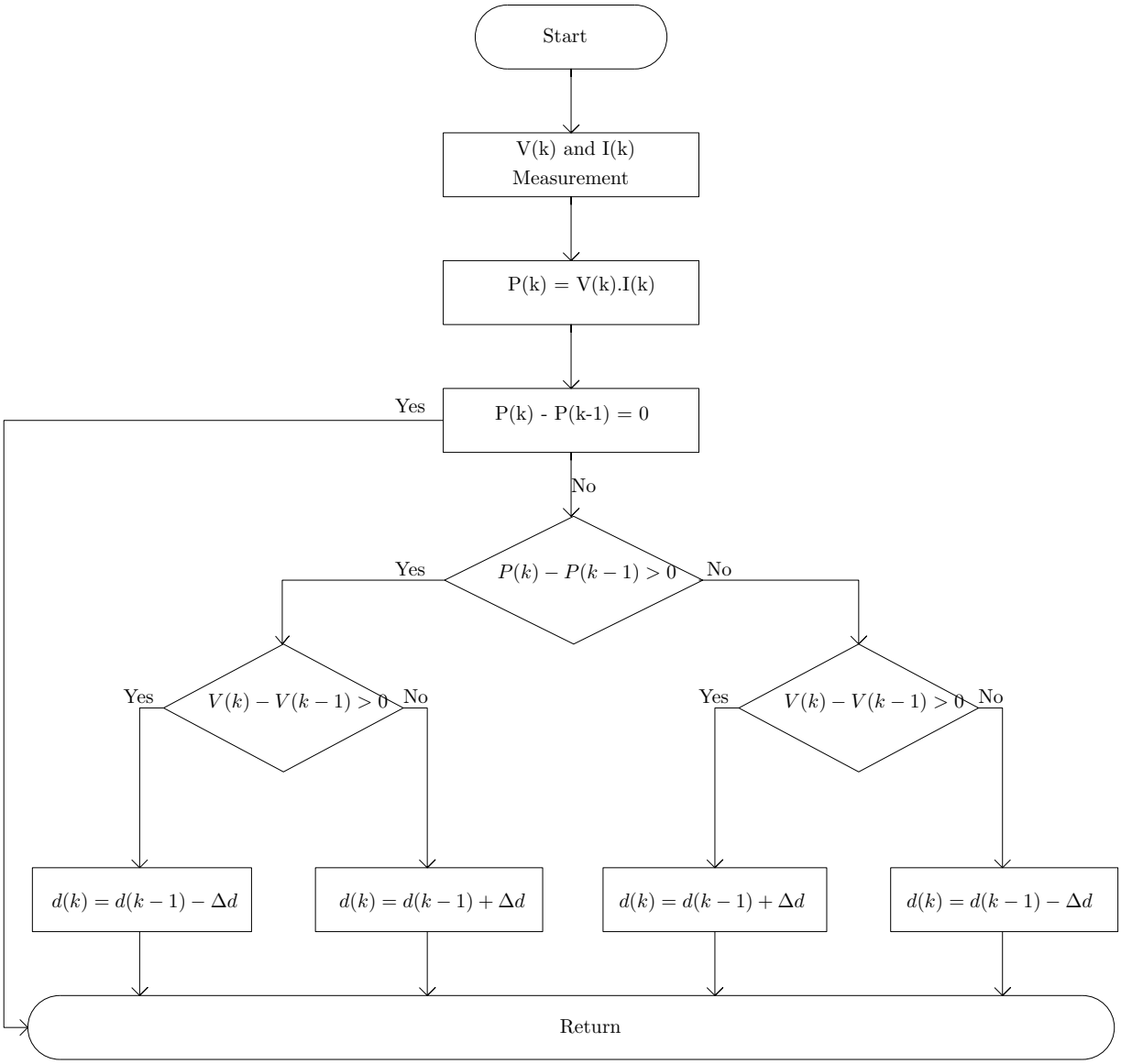


FIGURE 3.2 – Algorithme basique P&O - Matworks [66]

Afin de limiter le rapport cyclique, une fonction anti-windup est ajoutée à la structure du régulateur IP. Les limites de la fonction anti-windup sont définies à partir des tensions d'entrée et de sortie du convertisseur et des rapports cycliques minimum et maximum définis. La figure 3.1 montre la structure du régulateur IP en temps discret avec fonction anti-windup implémentée.

3.3.2 Pilotage des panneaux photovoltaïque

L'algorithme MPPT utilisé est le " Perturb and observ (P&O) " disponible sur le site de Matworks [66]. Cet algorithme a été implémenté sous l'environnement Matlab/Simultik et utilisé pour déterminer la puissance maximale produite par un module PV en fonction de la tension et du courant mesuré. La puissance délivrée par les PV dépend de l'irradiance disponible.

La figure 3.2 résume l'algorithme MPPT choisi. La valeur de Δd est paramétrée en fonction de la précision attendue sur la puissance (oscillation autour de la puissance maximum) et de la rapidité à laquelle la valeur maximale doit être trouvée.

L'algorithme consiste en l'observation de l'évolution de la puissance et de la tension lorsque le rapport cyclique du convertisseur varie. Dans un premier temps, la puissance de sortie des PV $P_{pv,k}$ est calculée à partir de la mesure de la tension $v_{pv,k}$ et du courant $i_{pv,k}$ PV. Cette puissance est alors comparée à la puissance au pas de temps précédent $P_{pv,k-1}$. Dans un deuxième temps, la tension $v_{pv,k}$ est comparée à sa valeur précédente $v_{pv,k-1}$. Si $P_{pv,k} - P_{pv,k-1} > 0$ et $v_{pv,k} - v_{pv,k-1} > 0$ alors le rapport cyclique d est décrémenté de Δd et si $v_{pv,k} - v_{pv,k-1} < 0$ alors le rapport cyclique d est incrémenté de Δd. Dans un deuxième cas, si $P_{pv,k} - P_{pv,k-1} < 0$ et $v_{pv,k} - v_{pv,k-1} > 0$ alors le rapport cyclique d est incrémenté de Δd et si $v_{pv,k} - v_{pv,k-1} < 0$ alors le rapport cyclique d est décrémenté de Δd.

3.4 Validation des couches réactive et locale

3.4.1 Généralité sur les tests de validation d'une commande

Plusieurs étapes de test peuvent être considérées pour la validation d'un algorithme de commande. Elles se développent en trois catégories :

— La simulation hors ligne (Model-in-The-Loop (MIL)) :

Cette catégorie, réalisée dans le chapitre précédent, permet de paramétrer l'algorithme de commande, de décrire son fonctionnement et permet de dimensionner le système. Lors de cette étape, tout le système et sa commande sont simulés (cf. Figure 3.3). Elle peut être réalisée sur un ordinateur via un logiciel de simulation (Matlab/Simulink, Scilab, etc.), mais cette méthode ne garantit pas le fonctionnement en temps réel.

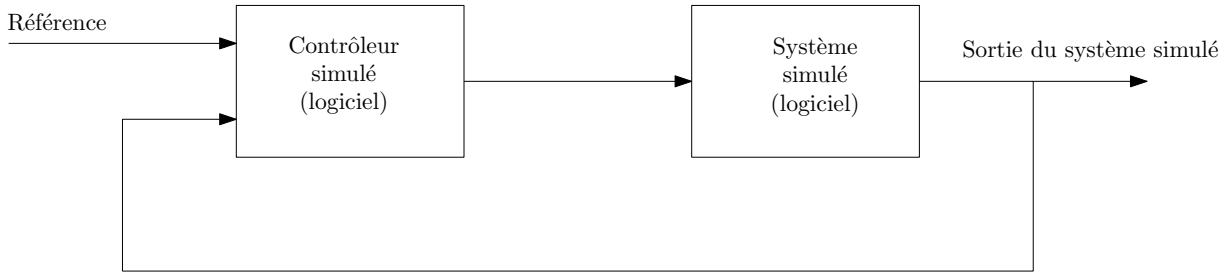


FIGURE 3.3 – Procédure de test en simulation [67]

— Le prototypage rapide et le Power-Hardware-In-the-Loop (PHIL) :

Appelée aussi RCP, cette étape consiste à remplacer le système précédemment simulé par le système réel (cf. Figure 3.4). Elle permet de valider le comportement du contrôleur sur un système réel et de corriger certains défauts qui ne peuvent être détectés en simulation. Lors de cette étape, des éléments du système peuvent aussi être émulés par des composants de puissance tels qu'une alimentation, une charge programmable ou un moteur électrique afin de ne pas dégrader des éléments sensibles et onéreux du système (tel que la PàC et l'électrolyseur). Le test est alors appelé PHIL.

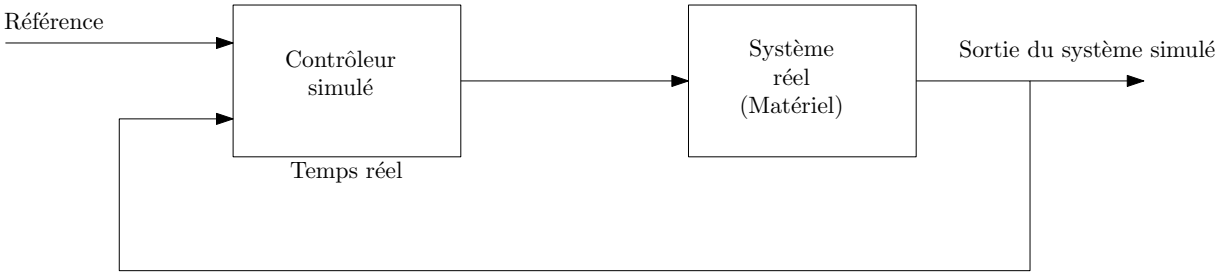


FIGURE 3.4 – Procédure de prototypage rapide [67]

— Hardware-In-the-Loop (HIL) :

À l'inverse du RCP, c'est le contrôleur qui est intégré sur un système réel et le système qui est simulé sur un émulateur temps réel (cf. Figure 3.5). Cette étape permet de valider le fonctionnement du contrôleur et le dimensionnement de la carte choisie sans l'intégrer à un système réel. En effet, le système peut parfois ne pas être disponible, onéreux à construire ou fragile. Le système est alors simulé afin d'éviter les coûts liés à la fabrication et aux éventuelles risques de dégradation liée au test.

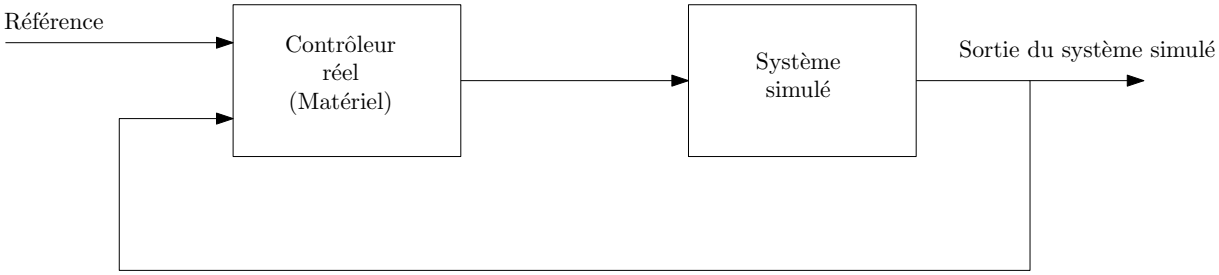


FIGURE 3.5 – Procédure de test Hardware-In-the-Loop [67]

3.4.2 Conditions opératoires

Afin de valider la stratégie de pilotage du SGE, plusieurs tests en simulation dans l'environnement Matlab/Simulink sont réalisés. Le système est alors simulé avec un modèle de niveau 2 (cf. chapitre 2 section 2.7.2) avec un pas de temps h égal à 50μs. Le comportement de la tension et du courant de chaque élément du système est alors observé lorsque le système est piloté par les eMPC et les régulateurs de courants. Les principaux paramètres observés sont la tension du bus DC v_b, le courant de charge i_{ch},

la tension v_{bat} et le courant i_{bat} des batteries, la tension v_{fc} et le courant i_{fc} de la PàC, la tension v_{el} et le courant i_{el} de l'électrolyseur, la tension v_{pv} et le courant i_{pv} des PV et l'irradiance G. Les tests en simulation sont reproduits sur le banc de test afin de valider le fonctionnement de la commande expérimentalement.

Dans tous les cas de figure, la tension de référence du bus DC est fixée à 70 V. Elle a été choisie en fonction des capacités du banc de test. La figure 2.16 illustre le MR simulé et la stratégie de commande proposée. Le profil de charge est choisi afin de montrer les performances du SGE lors de l'augmentation et de la diminution brusque du courant de charge. La simulation est faite sur 100 sec afin de limiter la durée de simulation liée à la complexité du système. Les différents paramètres de simulation sont disponibles en annexe D.4.

Les tests sont évalués en deux temps. Dans un premier temps, la stratégie de pilotage est validée sans le système PV afin de valider le bon fonctionnement des eMPC développées. Le SoC de référence SoC^* est modifié pour observer le comportement du MR lors des périodes de charge et de décharge des batteries. Dans un second temps, la stratégie est validée en présence du système PV afin d'observer le comportement du MR lors des périodes de production d'hydrogène. Le SoC de référence SoC^* est aussi modifié afin d'observer le comportement du MR lors des périodes de charge et de décharge batterie en présence du système PV.

Au total, 6 tests sont réalisés :

- sans et avec le système PV
  - avec un SoC^* égal au SoC initial (ici $\approx 50\%$) pour maintenir les batteries à leurs niveaux de charge (cf. Figure 3.19)
  - avec un SoC^* inférieur au SoC initial (ici le SoC initial $\approx 50\%$ et le $SoC^* = 20\%$) pour décharger les batteries (cf. Figure 3.21)
  - avec un SoC^* supérieur au SoC initial (ici le SoC initial $\approx 50\%$ et le $SoC^* = 80\%$) pour recharger les batteries (cf. Figure 3.23)

3.4.3 Présentation de la plateforme de test

La plateforme utilisée dans ces travaux est un banc de type RCP/PHIL (cf. Figure 3.6) développé à Femto-ST dans le but de tester et de valider différentes lois de commande pour des systèmes hybrides.

3.4.3.1 Éléments constituant la plateforme de test

Ce banc est composé :

— **d'un champ PV :** les 6 modules PV ont été installés sur le toit du bâtiment dans lequel le banc est installé. Dans notre cas d'étude, seul un groupe de 2 PV est connecté au banc d'essais afin d'éviter une surproduction et des surtensions. Les différentes caractéristiques des modules PV sont détaillées dans le tableau 3.1. Les figures D.1 et D.2 de l'annexe D.1 illustrent le champ PV installé.

TABLE 3.1 – Caractéristique d'un module PV

Paramètre	Valeurs
Puissance à Pmax	165 W
Tension à Pmax	34,4 V
Courant à Pmax	4,8 A
Tension en circuit ouvert	42,2 V
Courant de court circuit	5,1 A
Dimensions	1237 mm x 1082 mm x 45 mm

— **de batteries Absorbed Glass Mat (AGM) :** n'ayant pas de batterie Lithium-ion à disposition, 3 batteries AGM de 12 V sont connectées en série sur le banc (cf. Figure D.3). Les caractéristiques batterie sont disponibles dans le tableau 3.2. La figure D.3 de l'annexe D.1 illustre les batteries installées.

TABLE 3.2 – Caractéristique d'une batterie

Paramètre	Valeurs
Capacité	18 Ah
Tension nominale	12 V
Poids	5,8 kg
Dimensions	182 mm x 168 mm x 77 mm

— **d'une alimentation programmable pour l'émulation de la PàC :** une alimentation programmable est utilisée pour émuler sa puissance et le convertisseur associé afin d'éviter les contraintes liées à la mise en œuvre d'une PàC réelle (coût, entretien, dégradation, consommation d'hydrogène, conditions de fonctionnement strictes, etc.). L'alimentation programmable est une EA-PSI 9080-340 (cf. Figure D.4 de l'annexe D.1). Les caractéristiques de l'alimentation programmable sont disponibles dans le tableau 3.3. Le modèle utilisé pour émuler la PàC est le même que celui utilisé durant la simulation (cf. chapitre 2 section 2.5.3).

TABLE 3.3 – Caractéristique de l'alimentation programmable

Paramètre	Valeurs
Plage de tension	0 - 80 V
Plage de courant	0 - 340 A
Plage de puissance	0 - 10 kW
Dimensions	483 mm x 133 mm x 714 mm
Poids	20 kg

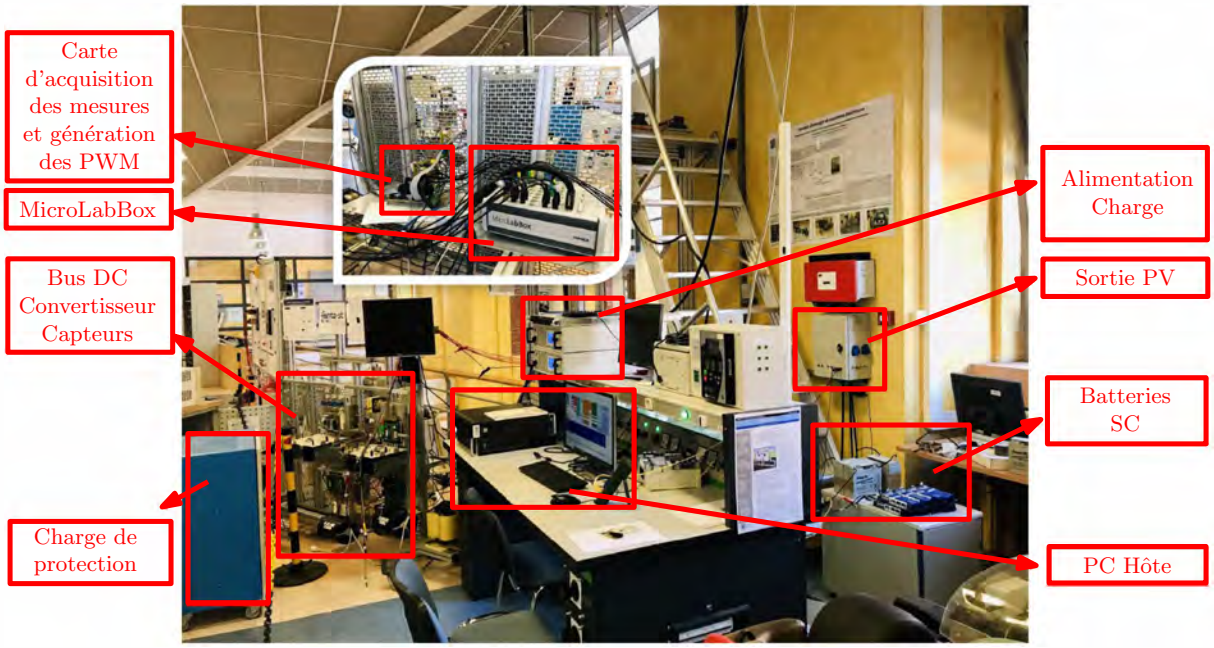


FIGURE 3.6 – Description du banc de test RCP/PHIL

— **d'une charge programmable pour l'émulation de l'électrolyseur et de la charge :** de même que pour la PàC, l'installation d'un électrolyseur réel peut être très onéreuse. La puissance délivrée par l'électrolyseur est donc émulée par une charge programmable, en l'occurrence une charge EA-ELR 9080-510 (cf. Figure D.5 de l'annexe D.1). Ses caractéristiques sont disponibles dans le tableau 3.4. Le modèle utilisé pour émuler l'électrolyseur est le même que celui utilisé durant la simulation (cf. chapitre 2 section 2.4.3.

TABLE 3.4 – Caractéristique de la charge programmable

Paramètre	**Valeurs**
Plage de tension	0 - 80 V
Plage de courant	0 - 510 A
Plage de puissance	0 - 10,5 kW
Plage de résistance interne	0,003 - 4 Omega
Dimensions	483 mm x 133 mm x 714 mm
Poids	31 kg

La charge du système sera ici émulée à partir de la même charge programmable utilisée pour l'électrolyseur. Le courant consommé par la charge programmable sera donc la somme du courant délivré par le modèle du système électrolyseur (courant en entrée du convertisseur abaisseur de l'électrolyseur) et du courant de la charge (cf. Figure 3.7).

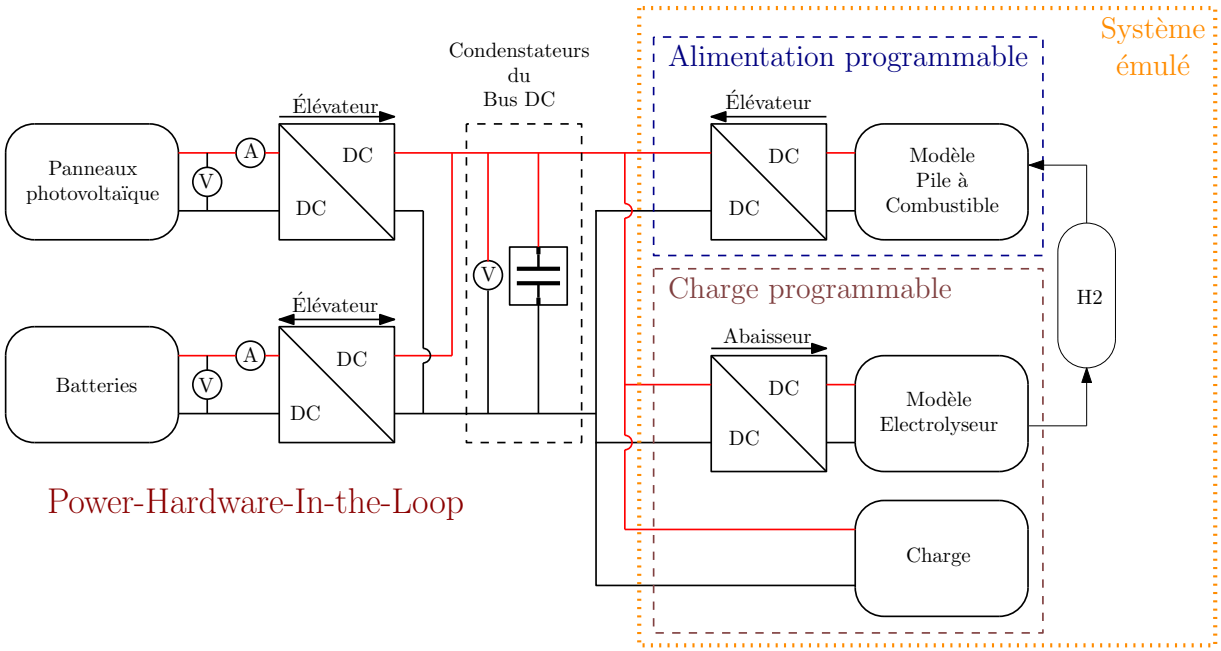


FIGURE 3.7 – Synoptique du banc de test PHIL

— **de deux convertisseurs élévateurs DC/DC bidirectionnels en courant et d'un convertisseur élévateur DC/DC unidirectionnel en courant :** Deux types de convertisseurs sont utilisés, un convertisseur élévateur de tension pour la connexion des modules PV (cf. Annexe D.1 Figure D.7) et un convertisseur élévateur bidirectionnel pour la charge et décharge des batteries (cf. Annexe D.1 Figure D.6). Ils sont tous deux pilotés par l'algorithme MPPT et la commande eMPC développée dans le chapitre 3 en section 3.2.

— **de condensateurs pour le bus DC :** Le bus DC est ici représenté par 6 condensateurs en parallèle (cf. Figure D.8). La capacité totale de celui-ci est de 19,8 mF supportant une tension maximale de 100 V.

— **de supercondensateurs (SC)**

— **de capteurs de mesure de courant et de tension**

— **d'une plateforme de développement temps réel (MicroLabBox dSpace)**

— **d'une carte d'acquisition des mesures et de génération des PWM**

— **d'un ordinateur hôte**

Le synoptique en figure 3.7 résume la connexion électrique des éléments de puissances connectés sur le banc. Dans le cas de cette étude, les SC et le convertisseur associé ne seront pas utilisés et le PC hôte est utilisé en temps que système de programmation et d'Interface Homme Machine (IHM).

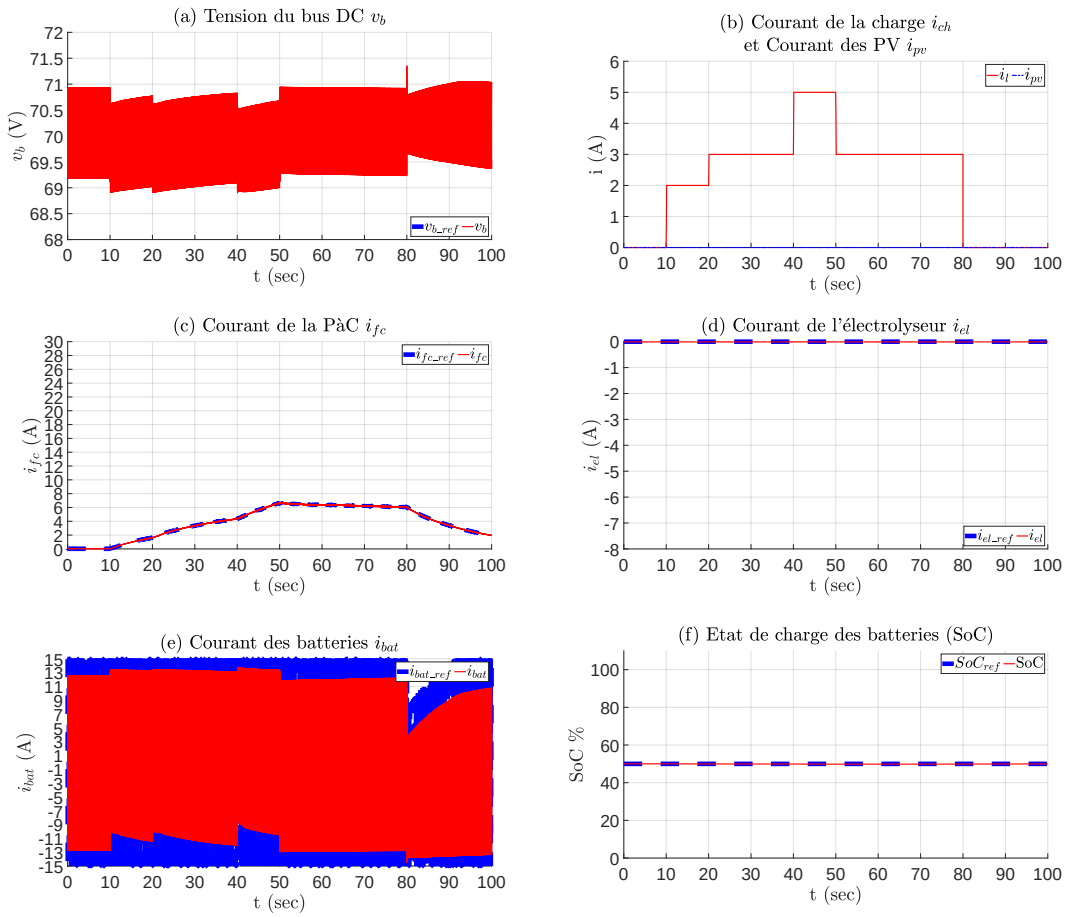


FIGURE 3.8 – Test de la stabilité de v_b : (a) tension du bus DC, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC, (d) courant de l'électrolyseur, (e) courant batteries et (f) SoC batteries

3.4.3.2 Interaction entre le système, la MicroLabBox et le PC hôte

La commande et les systèmes émulés (PàC et électrolyseur) sont programmés à partir des logiciels Matlab/Simulink et la toolbox dédiée à dSPACE sur le PC hôte. Le programme est ensuite compilé et téléchargé sur la MicroLabBox via une connexion Ethernet. La MicroLabBox est ensuite connectée à une carte d'acquisition permettant de générer les PWM, la récupération des mesures effectuées par les capteurs et le contrôle de la charge de l'alimentation programmable. Les mesures effectuées sont ensuite récupérées sur le PC hôte via la MicroLabBox. L'annexe D.2 illustre les liaisons de communication entre les éléments du banc de test. Les capteurs et PWM utilisés sont :

— des capteurs de tensions pour le bus DC et les différents éléments du banc
— des capteurs de courant pour les PV et les batteries.
— deux signaux PWM pour le pilotage des convertisseurs batteries et PV

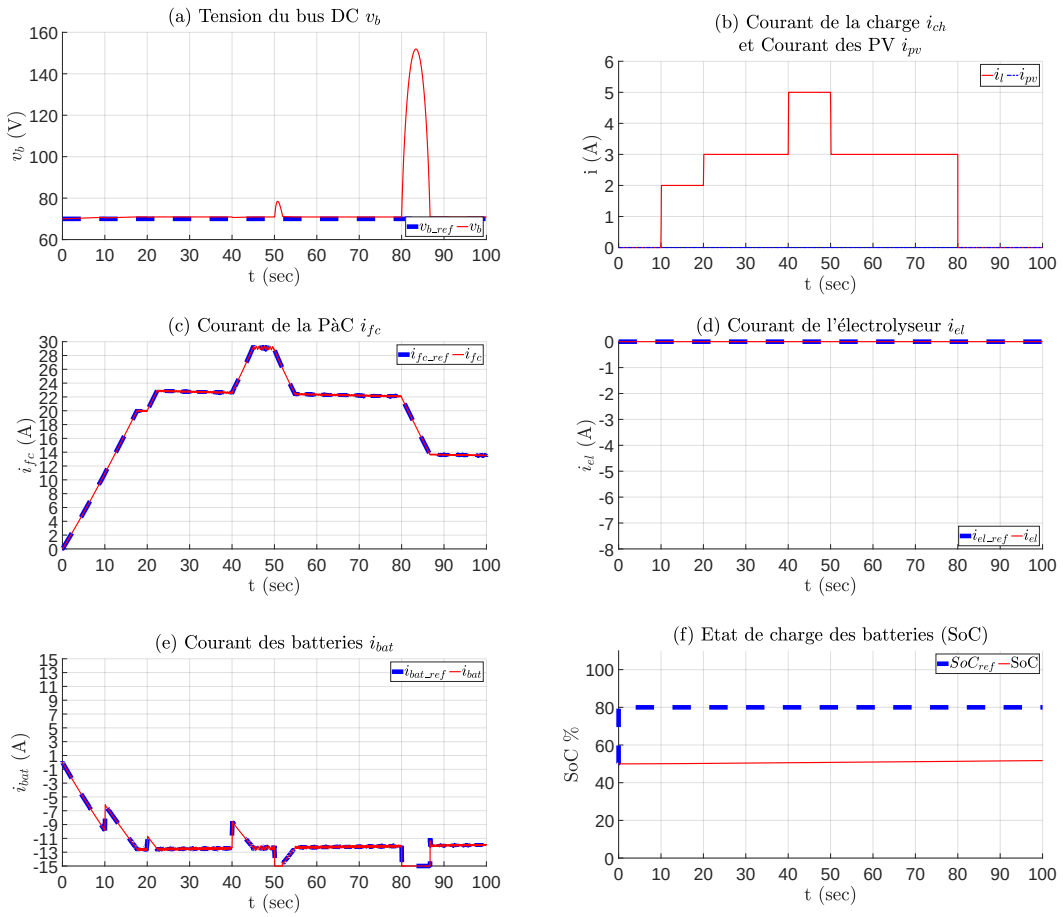


FIGURE 3.9 – Test du courant de charge des batteries : (a) tension du bus DC, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC, (d) courant de l'électrolyseur, (e) courant batteries et (f) SoC batteries

3.4.3.3 Interface Homme Machine

Une IHM (cf. annexe D.3) est développée sur ControlDesk afin de permettre à l'utilisateur de superviser les résultats de tests et de modifier facilement certains paramètres de test sans télécharger une nouvelle fois la commande sur la MicroLabBox. À partir de cette IHM et du logiciel ControleDesk, il est possible d'exporter les différentes données disponibles sur l'IHM en format *.mat* lisible par Matlab afin de les retraiter ultérieurement.

3.4.4 Paramétrage des poids des eMPC

3.4.4.1 eMPC batteries

Dans la fonction coût de la eMPC des batteries (eq. 3.4), plus $Q_{r_{bat}}$ est grand, plus le suivi de consigne est assuré, mais cela impacte la stabilité du courant i_{bat}. Sur les figures 3.8 (a) et (e), l'effet d'un $Q_{r_{bat}}$ trop élevé sur le système peut être observé. Au contraire, plus $Q_{r_{bat}}$ est petit, plus le courant i_{bat} est stable, mais l'erreur entre la consigne et la valeur mesurée de la tension du bus DC est grande. Le choix

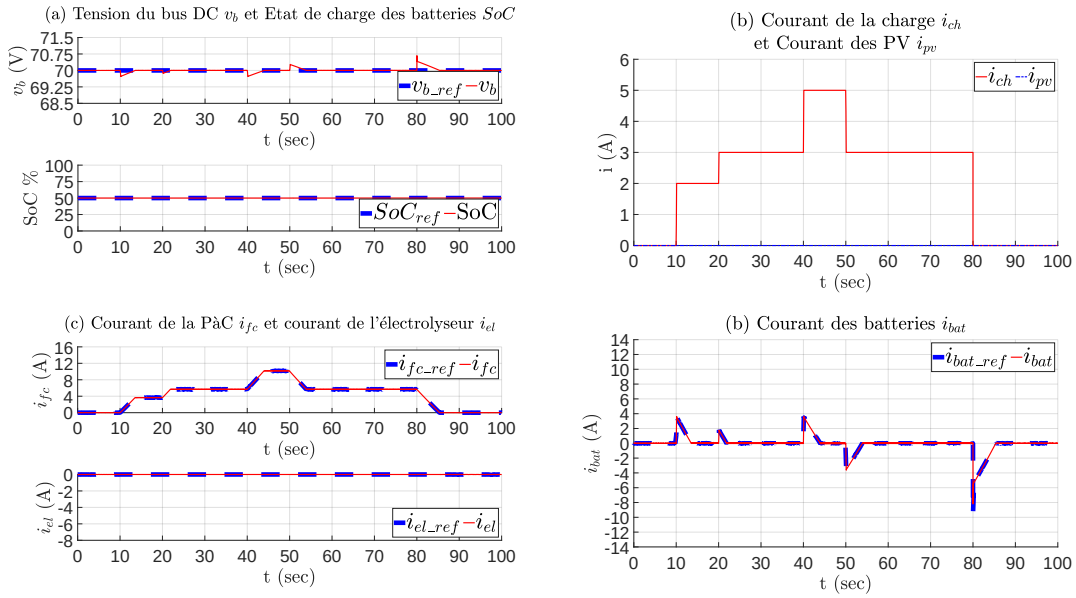


FIGURE 3.10 – Simulation, $SoC^*(t) = SoC_{init}$ sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries

de la valeur du poids $Q_{r_{bat}}$ est donc un compromis entre la précision du suivi de consigne et la stabilité du courant i_{bat}. Les poids utilisés lors des prochains tests sont disponibles en annexe D.4 et D.5.

3.4.4.2 eMPC H2

Dans la fonction coût de la eMPC du système (eq. 3.8a), le réglage de $Q_{r_{H2}}$ et $Q_{y_{H2}}$ permet de limiter le courant de charge et de décharge des batteries. En effet, si la recharge des batteries devient trop importante face à l'alimentation de la charge (1er terme de la fonction coût très grand face au 2ème et au 3ème terme, donc $Q_{r_{H2}}$ très grand face a $Q_{y_{H2}}$ et à 1), alors le courant batterie risque d'atteindre son maximum et les batteries ne peuvent dans ce cas plus absorber les fortes variations de la charge. Sur la figure 3.9 (a) et (e) entre 50 et 60 sec et entre 80 et 90 sec, on peut observer l'effet d'un courant de charge des batteries trop élevé lors des fortes variations de la charge. En effet, une forte augmentation de la tension du bus DC peut être observée durant le temps de diminution du courant PàC. Les poids utilisés lors des prochains tests sont disponibles en annexe D.4 et D.5.

3.4.5 Test du SGE sans le système PV

3.4.5.1 Test du SGE avec un SoC de référence égal au SoC initial des batteries

La figure 3.10 montre les résultats de la simulation pour une référence de tension du bus DC de 70 V et un SoC de référence $SoC^* = 50\% = SoC_{init}$.

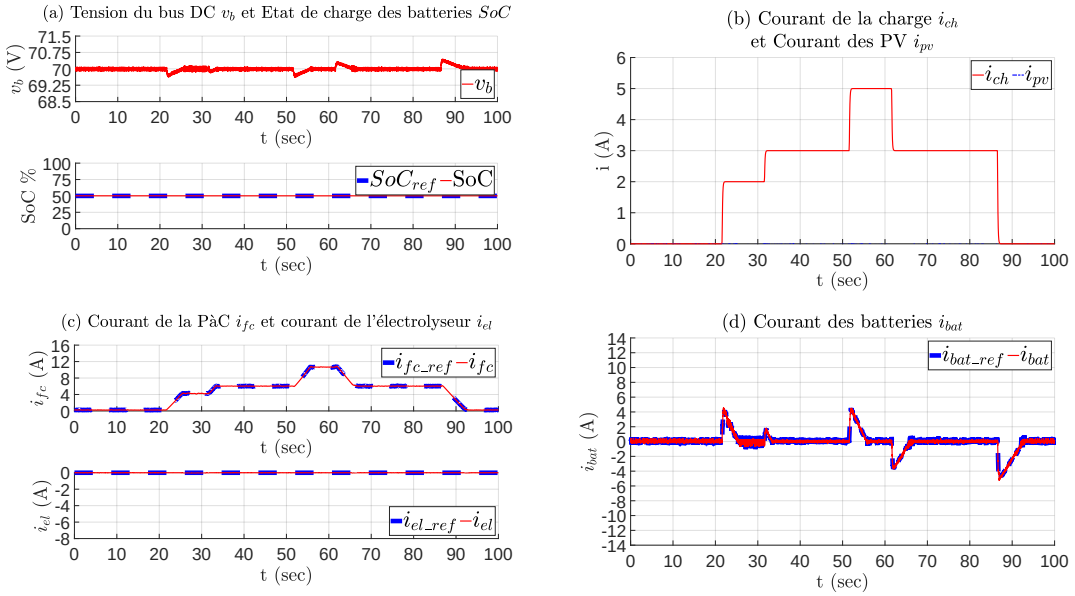


FIGURE 3.11 – Expérimentation, $SoC^*(t) = SoC_{init}$ sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries

— **Observation**

— Le suivi de consigne v_b est correct avec une erreur moyenne de 0,0077%

— Les batteries fournissent le courant de charge durant le temps de montée (figures 3.10 (c) et (d) à t = 10, 20 et 40 sec) et de descente (figures 3.10 (c) et (d) à t = 50 et 80 sec) du courant PàC

— Le courant batterie converge toujours vers une valeur nulle pour maintenir le SoC à sa référence (figures 3.10 (d))

— La limitation de la pente de courant sur la PàC est conforme à la valeur spécifiée (1 A/s) (figure 3.10 (c))

— Le courant électrolyseur reste à une valeur nulle (figure 3.10 (c))

— **Analyse**

Sur les courbes de la figure 3.10, nous pouvons observer que l'objectif des eMPC est atteint. En effet, la tension du bus DC reste dans un intervalle de $-0,4\%$ à $+0,96\%$ de la référence, ce qui est dans les normes réseau ($\pm 10\%$ pour les réseaux AC selon la CRE) et dans le cas d'une connexion réseau permet de stabiliser le rendement de l'onduleur qui est lié à la tension d'entrée de celui-ci. Les limites de variation du courant PàC sont aussi parfaitement respectées (figure 3.10 (c)), ce qui permet de limiter les dégradations sur celui-ci. Les batteries fournissent ou absorbent l'énergie nécessaire lors de la montée ou de la descente du courant PàC, celui-ci converge alors vers 0 lorsque le courant PàC augmente/diminue pour reprendre l'alimentation de la charge (cf. figures 3.10 (b), (c) et (d) à 10, 20, 40, 50, et 80 sec). Le courant électrolyseur est quant à lui nul (figure 3.10 (c)) car le système PV n'est pas connecté. De plus,

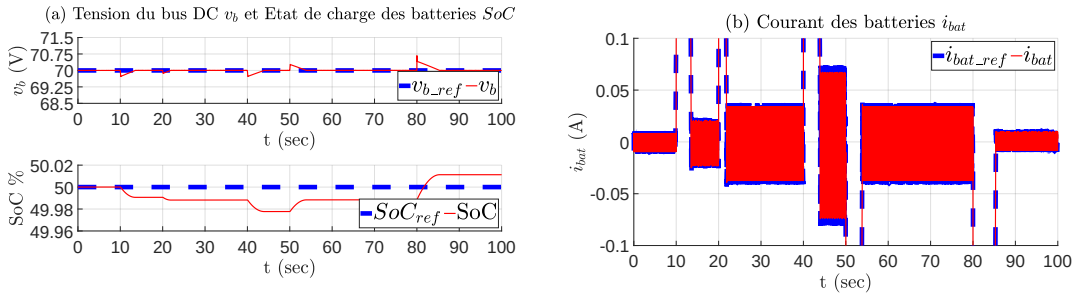


FIGURE 3.12 – Simulation, $\mathrm{SoC}^*(t) = \mathrm{SoC}_{\mathrm{init}}$ sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries et (b) zoom sur le courant des batteries

la batterie est considérée comme chargée ($\mathrm{SoC}* = \mathrm{SoC}_{\mathrm{init}}$) et sa décharge dans l'électrolyseur n'est pas autorisée par la eMPC. Du fait de la durée de la simulation et du courant appelé sur les batteries, le SoC des batteries n'a pas le temps de varier. Comme le SoC de référence est égal au SoC initial, la décharge de celle-ci n'est pas suffisante pour que la eMPC impose une recharge après un courant de décharge. Les augmentations de la tension à 50 et 80 sec et les diminutions à 10, 20 et 40 sec (cf. figure 3.10 (a)) sont dû aux diminutions et aux augmentations du courant de charge (cf. figure 3.10 (b)). En effet, lorsque le courant de charge augmente, la tension du bus DC diminue avant que la eMPC des batteries détecte un changement et ramène la tension du bus DC à sa référence. L'écart engendré entre la référence et la mesure de tension du bus DC dépend des paramètres de la eMPC (pas de temps et poids de la fonction coût) et de la valeur du condensateur du bus DC. Le pics de dépassement observés à 80 sec sur la tension du bus DC et le courant des batteries sont dus au Δi important sur le courant de charge et au pas de temps choisi pour les eMPC des batteries et du système H2 (contrainte temps réel) [43]. La commande détecte alors un écart important entre la tension du bus DC, mais le courant PàC n'a pas le temps de commencer à diminuer. La eMPC des batteries réagit alors rapidement pour stabiliser la tension du bus DC.

Les tests effectués en simulation sont reproduits sur le banc expérimental (cf. figures 3.11) afin de confirmer la reproductibilité des phénomènes observés en simulation (pics sur la tension du bus DC, respect des rampes de courant sur la PàC et variation du courant des batteries). Une oscillation est aussi observée sur la tension du bus DC (figure 3.11 (a)), qui n'est pas présente sur les résultats de la simulation, et le pic observé sur la tension à t=80 sec est très atténué sur les résultats expérimentaux entre t=80 sec et t=90 sec (figure 3.11 (a). Ces deux différences peuvent être due aux différentes hypothèses prises en compte pour le modèle de niveau 2 utilisé dans la simulation (cf. chapitre 2 section 2.7.3). En effet, les effets du switch des convertisseurs ne sont pas modélisés, ce qui explique l'absence d'oscillation sur la tension du bus DC.

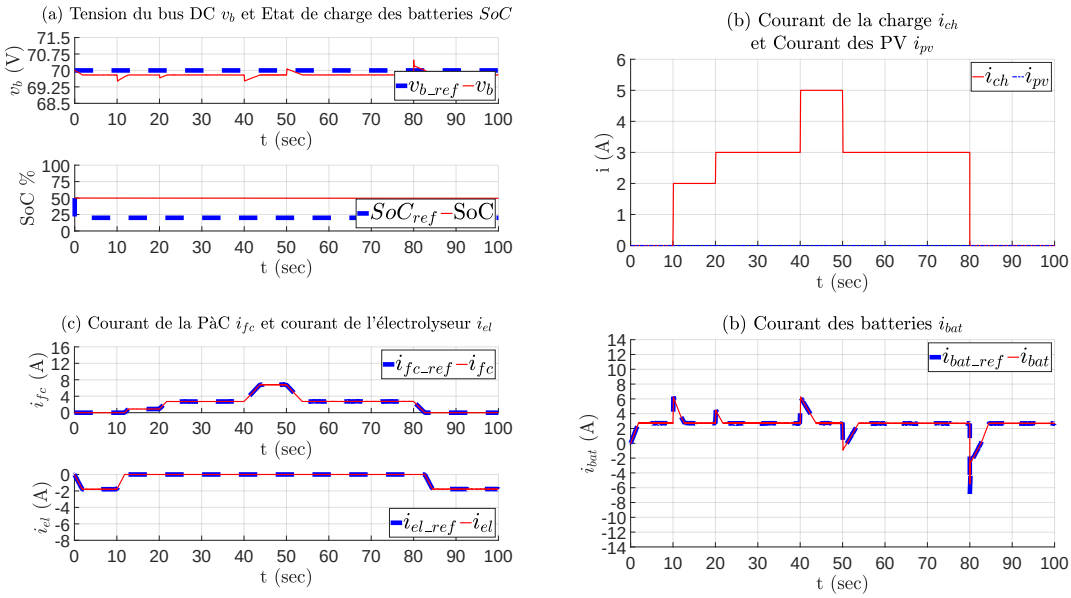


FIGURE 3.13 – Simulation, SoC*(t) = 20% sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries

Les figures 3.12 (a) et (b) représentent un zoom sur le SoC et le courant des batteries (cf. figures 3.10 (a) et (d) respectivement). Lors des appels en courant de la charge à 10, 20 et 40 secondes et des diminutions du courant de charge à 50 et 60 sec, une déviation de l'ordre de 0.02% est observée sur le SoC des batteries. L'écart induit entre le SoC de référence et le SoC mesuré affecte le courant des batteries qui augmente ou diminue en fonction de celui-ci. Cependant, cet écart étant très faible, le courant des batteries reste proche de 0 et des instabilités sont observées sur celui-ci. Ces instabilités sont dues à un courant des batteries trop faible et au choix des poids de la eMPC du système H2.

3.4.5.2 Test du SGE avec un SoC de référence inférieur au SoC des batteries

La figure 3.13 montre les résultats de la simulation pour une référence de tension du bus DC de 70 V et un SoC de référence SoC* = 20% < SoC_{init}.

— **Observation**

— Le suivi de consigne v_b est correct avec une erreur moyenne de -0,28%

— Les batteries fournissent le courant de charge durant le temps de montée et descente du courant PàC et électrolyseur (figures 3.13 (c) et (d) à t=0, 10, 20, 40, 50 et 80 sec)

— La limitation de la pente de courant sur la PàC et l'électrolyseur est respectée (figure 3.13 (c))

— L'électrolyseur absorbe le courant de décharge des batteries lorsque la charge ne consomme pas ou peu d'énergie (figure 3.13 (c) et (d) entre t=0 sec et t=10 sec et entre t=80 sec et t=100 sec

— le courant batterie augmente jusqu'à un courant de décharge fixé par la eMPC du système H2 (figure 3.13 (d))

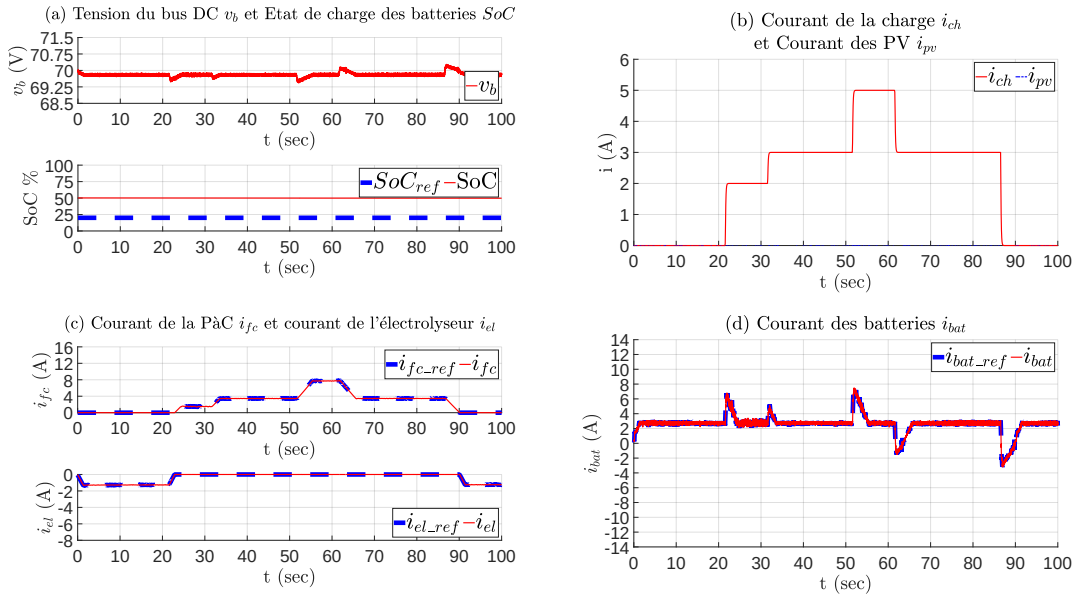


FIGURE 3.14 – Expérimentation, SoC*(t) = 20% sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries

— **Analyse**

Sur les courbes de la figure 3.13, nous pouvons observer que la tension du bus DC reste dans un intervalle de $-0,7\%$ à $+0,68\%$ de la référence, ce qui reste dans les conditions citées précédemment. Le SoC de référence SoC* étant inférieur au SoC initial, le courant batterie augmente jusqu'à un courant de décharge dépendant des paramètres de la eMPC du système H2 (ici le courant de décharge est environ égal à 2,7 A pour les paramètres utilisés, cf. figure 3.13 (d)). Ce courant permet alors de décharger les batteries en alimentant la charge ou l'électrolyseur. L'objectif étant de conserver les batteries à un niveau de charge optimale (entre 20% et 80%) dans le cas d'une utilisation avec planification de marche/arrêt des éléments PàC et électrolyseur.

Un écart constant est observé sur la tension du bus DC (figure 3.13 (a)), cet écart de tension est dû au choix des termes dans la fonction coût. Le choix de minimiser le courant batterie en vue de le stabiliser a une influence sur la tension du bus DC. Lorsque ce courant est différent de 0 (pour la charge ou la décharge), la valeur de la fonction coût n'atteint pas 0 et la minimisation de l'écart entre la référence et la mesure de tension du bus DC n'est pas optimale. De plus, les mêmes phénomènes que précédemment sont observés sur les pics de tensions. Entre 0 et 10 sec et 80 et 100 sec, le démarrage de l'électrolyseur est dû à la décharge des batteries (cf. figure 3.13 (d)). En effet, la eMPC du système H2 impose une décharge des batteries (écart entre le SoC de référence et le SoC mesuré), mais la charge ne consomme pas d'énergie. La décharge des batteries se fait donc au travers de l'électrolyseur.

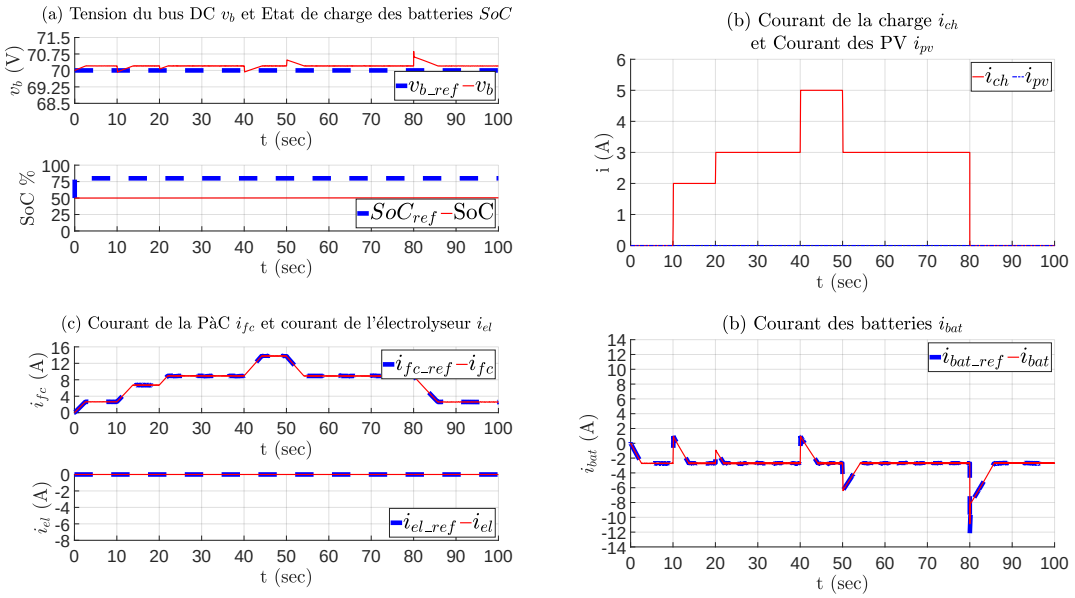


FIGURE 3.15 – Simulation, SoC*(t) = 80% sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries

Les tests expérimentaux confirment les résultats obtenus en simulation (cf. figures 3.14). Les phénomènes supplémentaires observés lors du test avec un SoC de référence égal au SoC des batteries sont aussi observés ici (oscillation sur la tension du bus DC et du courant batterie).

3.4.5.3 Test du SGE avec un SoC de référence supérieur au SoC des batteries

La figure 3.15 montre les résultats de la simulation pour une référence de tension du bus DC de 70 V et un SoC de référence $SoC^* = 80\% > SoC_{init}$.

— **Observation**

— Le suivi de consigne v_b est correct avec une erreur moyenne de 0,29%

— Les batteries fournissent le courant de charge durant le temps de montée et descente du courant PàC (figures 3.15 (c) et (d) à t=0, 10, 20, 40, 50 et 80 sec)

— La limitation de la pente de courant sur la PàC et l'électrolyseur est respectée (figure 3.15 (c))

— La PàC fournit le courant de charge batterie (figure 3.15 (c) et (d))

— Le courant batterie diminue jusqu'à un courant de décharge fixé par la eMPC du système H2 (figure 3.15 (c))

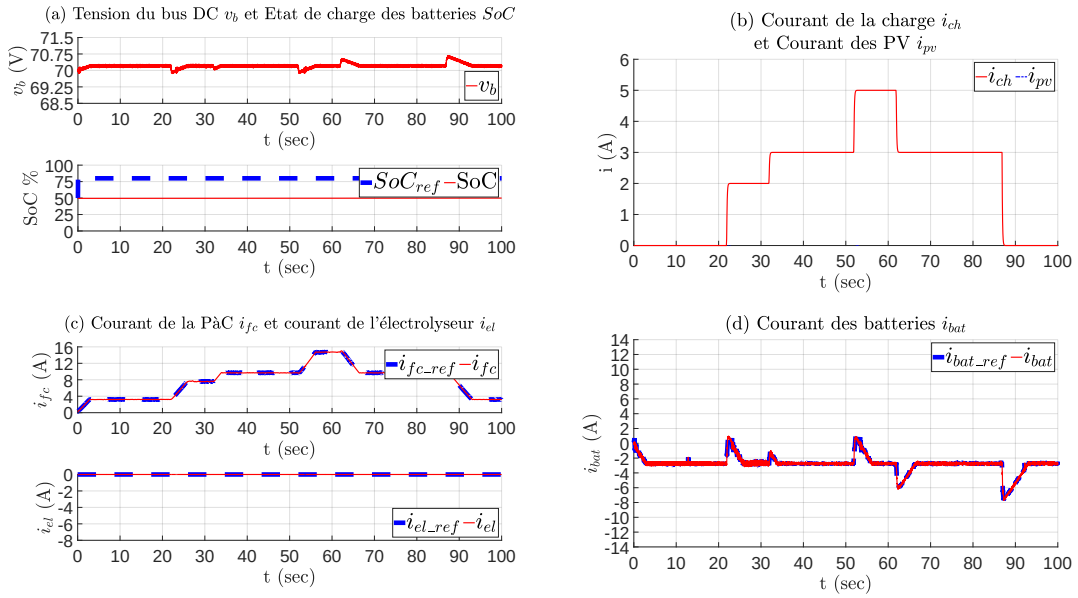


FIGURE 3.16 – Expérimentation, SoC*(t) = 80% sans PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries

— **Analyse**

Sur les courbes de la figure 3.15, nous pouvons observer que la tension du bus DC reste dans un intervalle de -0.11% à $+1,24\%$ de la référence, ce qui reste dans les conditions citées précédemment. Le SoC de référence SoC* étant supérieur au SoC initial, le courant batterie diminue jusqu'à un courant de charge de l'ordre de 2,7 A (figure 3.15 (d)). Ce courant est fourni par la PàC afin de ramener les batteries au niveau de charge de référence. L'intérêt est le même que pour la décharge batterie.
Comme pour le cas précédent, les pics et l'écart constant sur la tension du bus DC sont observés. L'écart constant est cette fois-ci positif, en raison du signe du courant des batteries. Le niveau de courant de la PàC est plus élevé que lors de la simulation avec un SoC de référence égal au SoC mesuré, car c'est la PàC qui recharge ici les batteries (SoC de référence supérieur au SoC mesuré).

Les tests expérimentaux confirment les résultats obtenus en simulation (cf. figures 3.16). Les phénomènes supplémentaires observés lors du test avec un SoC de référence égal au SoC des batteries sont aussi observés ici (oscillation sur la tension du bus DC et du courant batterie).

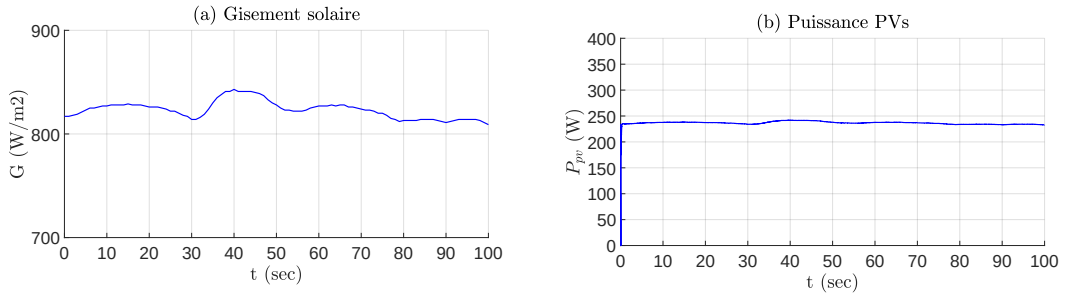


FIGURE 3.17 – (a) Irradiance, (b) Puissance produite par le système photovoltaïque

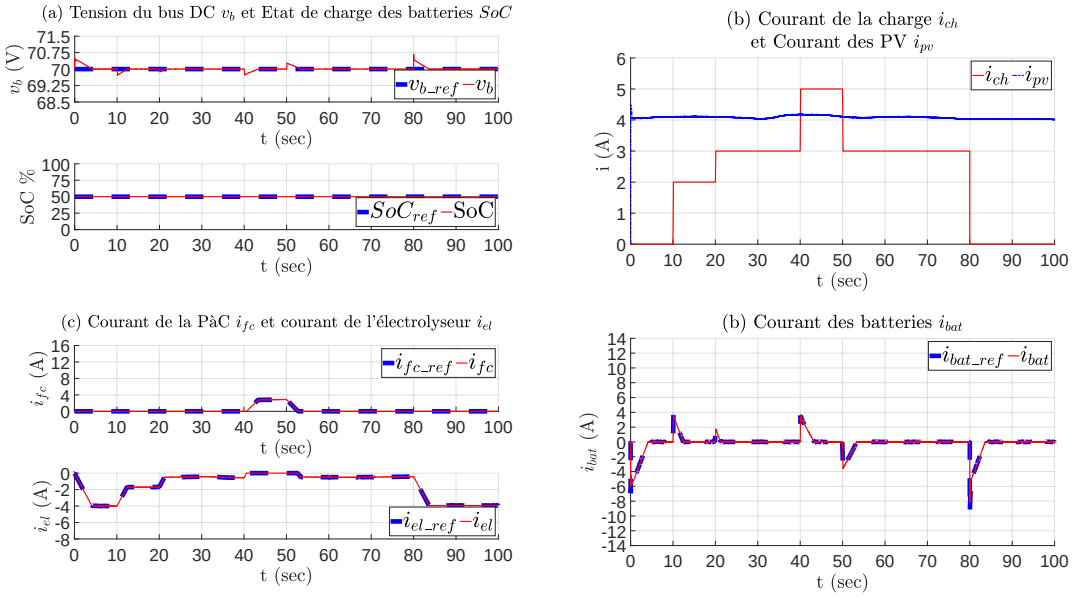


FIGURE 3.18 – Simulation, $\mathrm{SoC}^*(t) = \mathrm{SoC}_{\mathrm{init}}$ avec PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries

3.4.6 Test du SGE avec le système PV

Les figures 3.17-3.18-3.20-3.22 montrent les résultats de la simulation avec le système PV pour une référence de tension du bus DC de 70 V. Les tests réalisés sont les mêmes que pour le MR sans PV (maintient de la charge batterie, charge et décharge batterie). Les figures 3.17 (a) et (b) montrent la variation de l'irradiance G et de la puissance PV P_{pv} lors des simulations effectuées. Le profil de l'irradiance est basé sur 100 sec d'une mesure échantillonnée à 1 sec de l'irradiance globale directe sur le site du Moufia à l'université de La Réunion. L'inclinaison des PV n'est pas prise en compte lors des simulations. Les variations de température étant très faibles sur 100 sec, elles sont considérées constantes à 30 $^\circ$ C sur toute la durée de la simulation.

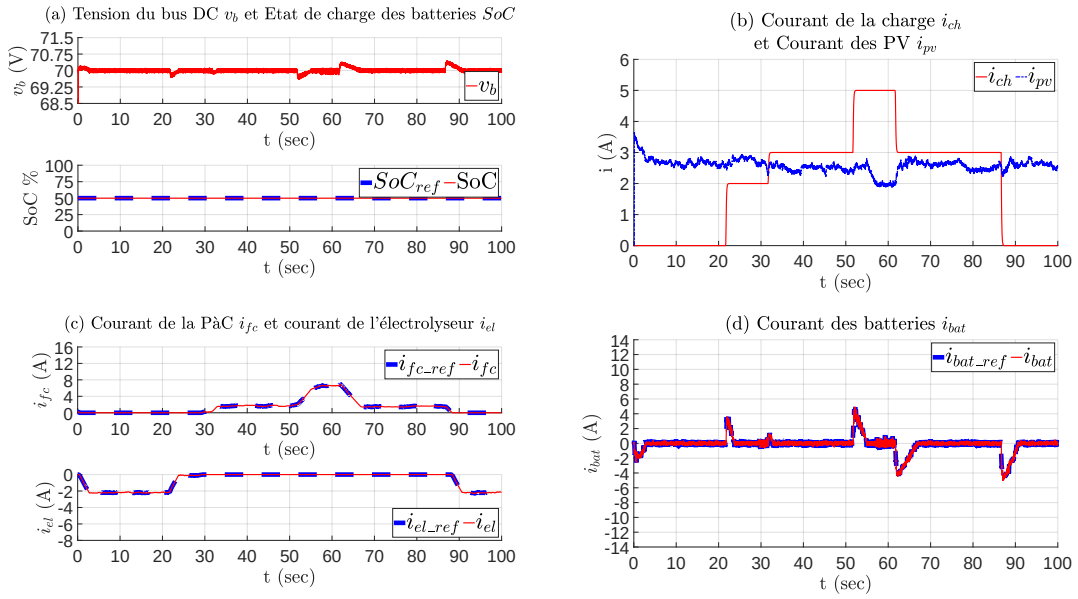


FIGURE 3.19 – Expérimentation, SoC*(t) = SoC_{init} avec PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries

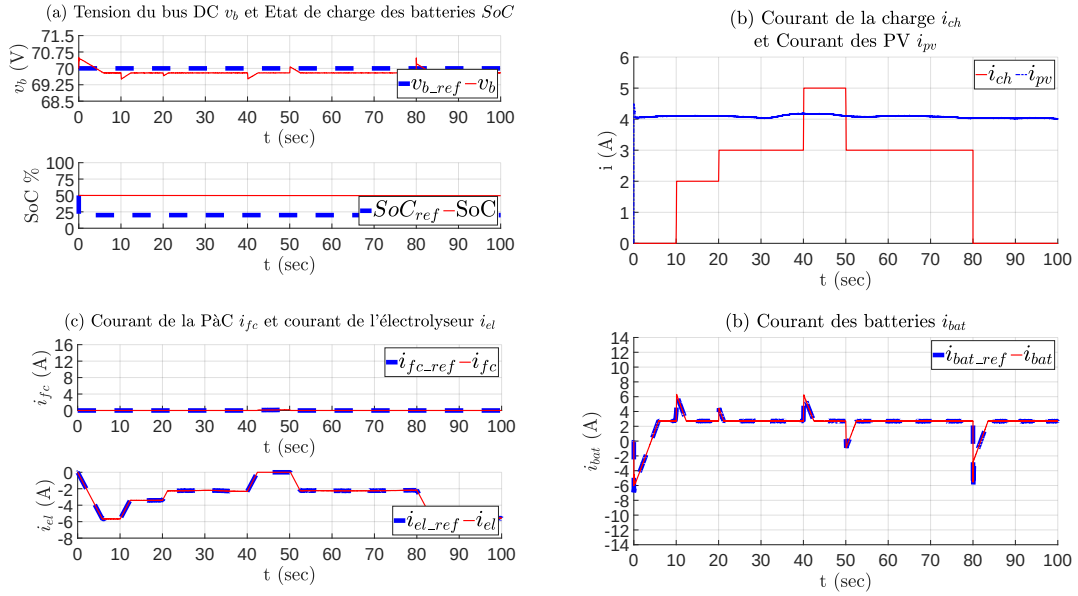


FIGURE 3.20 – Simulation, SoC* = 20% avec PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries

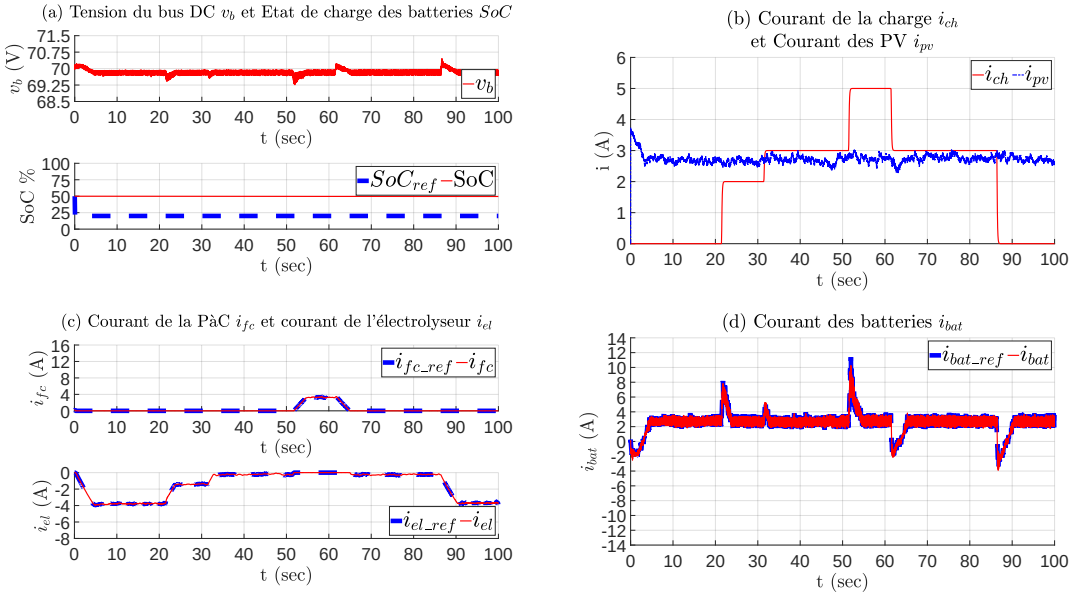


FIGURE 3.21 – Expérimentation, SoC*(t) = 20% avec PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries

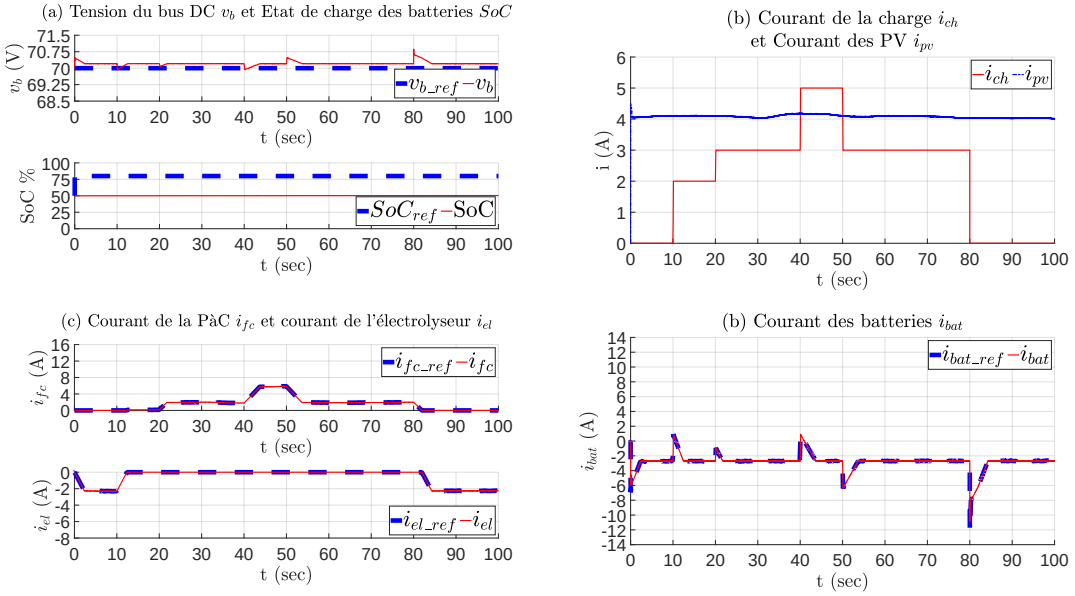


FIGURE 3.22 – Simulation, SoC*(t) = 80% avec PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries

— **Observation**

— Le suivi de consigne v_b est correct avec une erreur moyenne de 0,019% lorsque les batteries sont considérées comme chargées ($SoC^* = SoC$), de -0,26% lorsque les batteries sont considérées comme surchargées ($SoC^* = 20\% < SoC_{init}$) et de 0,3% lorsque les batteries sont considérées comme déchargées ($SoC^* = 80\% > SoC_{init}$)
— Le courant batterie est fonction du mode choisi (charge/décharge des batteries et maintien du niveau de charge)
— La limitation de la pente de courant sur la PàC et l'électrolyseur est respectée
— La PàC alimente la charge et charge les batteries lorsque cela est nécessaire
— L'électrolyseur consomme l'excédent d'énergie PV et le courant de décharge des batteries lorsque cela est nécessaire

— **Analyse**

Sur les courbes des figures 3.18-3.20-3.22, nous pouvons observer que la tension du bus DC reste dans un intervalle de $-0,55\%$ à $+1,6\%$ de la référence, ce qui montre que la stratégie de commande est capable de maintenir la tension du bus DC avec une précision acceptable en présence du système PV. Le comportement du courant batteries reste identique à celui présenté précédemment (courant de charge et de décharge à 2,7 A). Les PV permettent de produire de l'hydrogène lorsque l'énergie disponible est suffisante (cf. figure 3.18 entre 0 et 40 sec et entre 50 et 100 sec), de recharger les batteries lorsque cela est nécessaire (cf. figure 3.22) et d'alimenter la charge. Le temps de stabilisation du système PV/MPPT est de l'ordre de 0,1sec pour les tests réalisés.

Les mêmes phénomènes observés précédemment sur la tension du bus DC sont présents avec l'intégration du système PV. Le pic supplémentaire à 0 sec est dû à la connexion du système PV. Le niveau de courant de la PàC est plus faible et celui de l'électrolyseur plus fort, car les eMPC des batteries et du système H2 voient ici l'écart entre la production PV et la consommation de la charge.

Les résultats expérimentaux (cf. 3.19-3.21-3.23) ont permis de confirmer les résultats obtenus en simulation. Les différences obtenus pour les tests sans le système sont retrouvées ici (oscillation sur la tension du bus DC et du courant batterie). Il est cependant observé une augmentation de ces oscillations lors de la charge et de la décharge des batteries. Ceci est dû à la variation du courant PV impactée par les conditions météorologiques et aux différentes hypothèses faites durant la simulation du système PV.

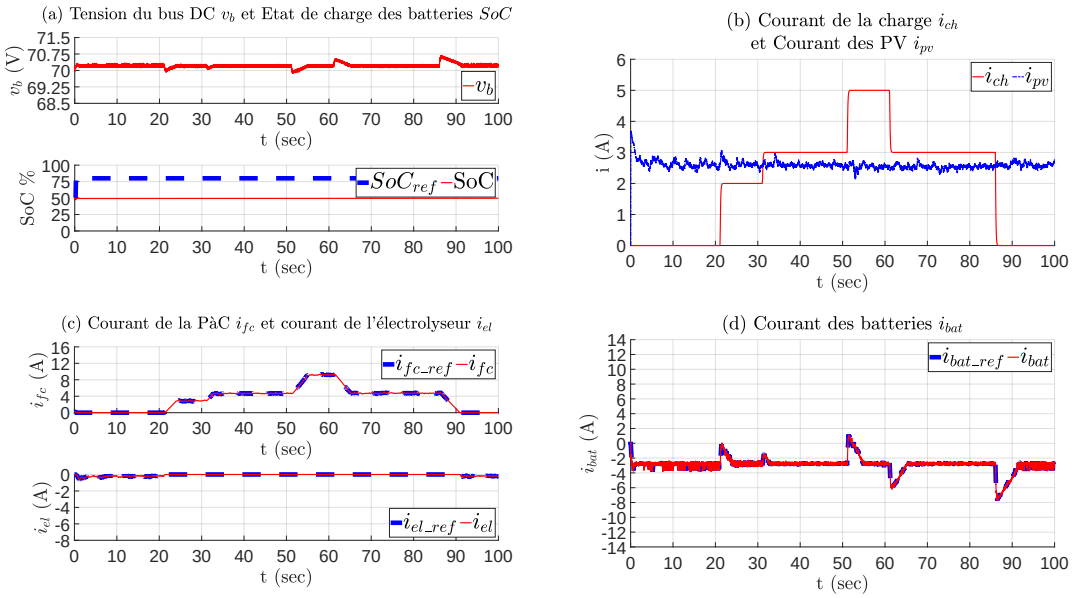


FIGURE 3.23 – Expérimentation, SoC*(t) = 80% avec PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur et (d) courant batteries

3.4.7 Test de la résilience du Système de Gestion de l'Energie

Afin de tester la résilience du SGE, la commande a été soumise à plusieurs tests en simulation lors desquels certains éléments du système ont était déconnectés.

Lors du fonctionnement du système, la PàC et l'électrolyseur peuvent être soumis à des pannes, pouvant résulter d'une mauvaise utilisation du système ou d'un problème sur les auxiliaires de contrôle (affectant la température de la PàC, l'humidité de la membrane, etc.). De plus, la production PV est liée aux conditions météorologiques. Dans le cas d'un masque (nuage ou autre élément) cachant partiellement ou totalement le champ PV ou dans le cas d'une panne sur un ou plusieurs panneaux, c'est toute la production PV qui est perdu.

Tous les tests sont réalisés avec les mêmes conditions météo (irradiance à 600 w/m^2 et une température ambiante de 30 $^\circ$ C). La charge est quant à elle fixée à 0 A de 0 à 30 sec et de 70 à 100 sec, et à 5 A entre 30 et 70 sec. Le SoC de référence est fixé à sa valeur initiale et la référence de la tension du bus DC est à 70 V afin de rester dans les conditions opératoires utilisées précédemment.

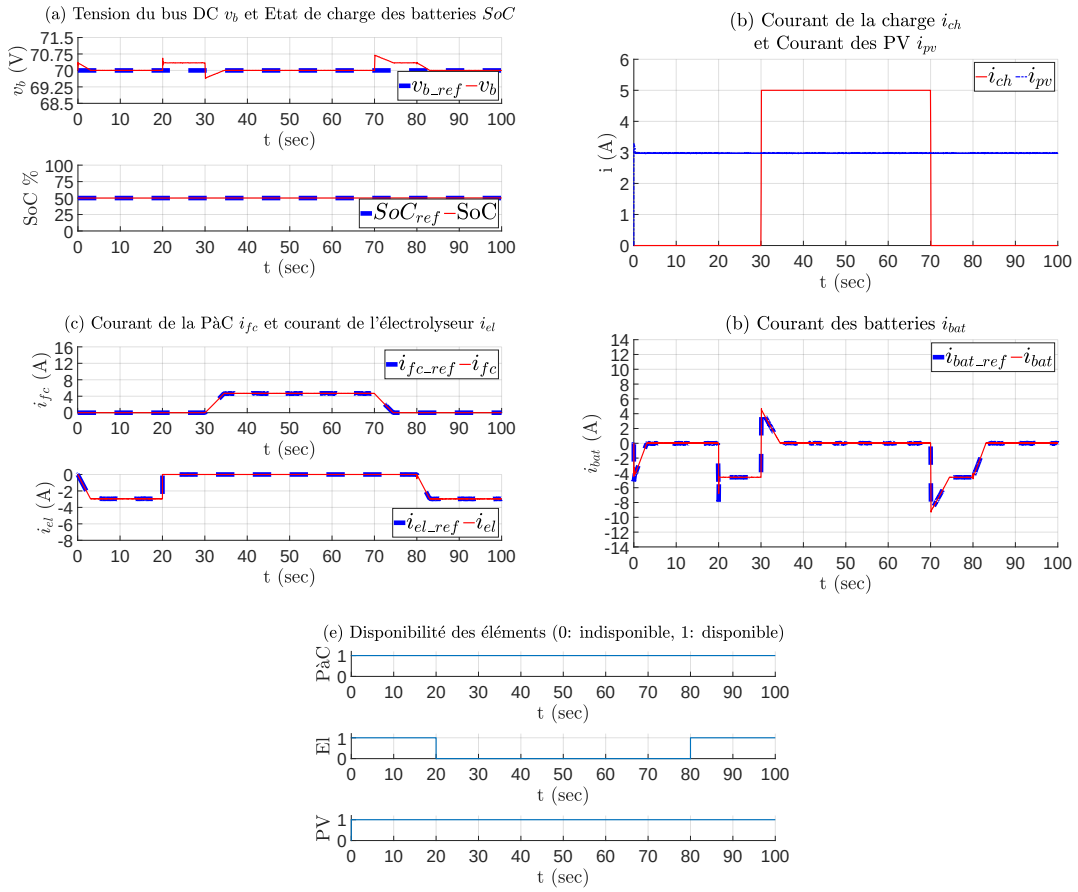


FIGURE 3.24 – Perte du système électrolyseur : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur, (d) courant batteries et (e) Disponibilité des éléments

3.4.7.1 Perte du système électrolyseur

— **Observation**

— Le suivi de consigne v_b est maintenu malgré la perte de l'électrolyseur avec une erreur moyenne de 0,11%

— Les batteries stabilisent le bus DC lors de la perte du système électrolyseur (figure 3.24 (a), (c), (d) et (e) à t = 20 sec)

— La rampe de courant est respectée lors de la reconnexion du système électrolyseur (figure 3.24 (a), (c), (d) et (e) à t = 80 sec)

— **Analyse**

Lors de ce test, la production PV est supérieure à la consommation entre 0 et 30 sec et entre 70 et 100 sec, et inférieure à la consommation entre 30 et 70 sec. Entre 0 et 20 sec, le système est en fonctionnement normal. Lorsque la production PV est supérieure à la consommation, l'électrolyseur consomme progressivement l'excédent de production et les batteries réagissent aux fortes variations de la charge et de la production PV. À 20 sec, l'électrolyseur est subitement déconnecté du système et son courant chute à une valeur nulle (figure 3.24 (c) et (e)). Les batteries reprennent alors l'excédent de production PV (figure 3.24 (d)). À 30 sec, la consommation de la charge devient supérieure à la production PV, la PàC reprend alors progressivement le déficit de production (figure 3.24 (c)). À 70 sec, la production PV devient supérieure à la consommation de la charge, le courant PàC converge alors vers 0 (figure 3.24 (c)) et les batteries consomme l'excédent de production (figure 3.24 (d)). À 80 sec, l'électrolyseur est de nouveau connecté au système et reprend alors progressivement l'excédent de production (figure 3.24 (c)).

De même que pour les précédents tests, les pics de tension du bus DC sont retrouvés lors des variations de la charge et de la production. De plus, l'écart entre la référence et la mesure de tension du DC est aussi retrouvé lorsque les batteries sont en charge.

3.4.7.2 Perte du système Pile à Combustible

— **Observation**

— Le suivi de consigne v_b est maintenu malgré la perte de la PàC avec une erreur moyenne de -0,1%

— Les batteries stabilisent le bus DC lors de la perte du système PàC (figure 3.25 (a), (c), (d) et (e) à t = 40 sec)

— La rampe de courant est respectée lors de la reconnexion du système PàC (figure 3.25 (a), (c), (d) et (e) à t = 60 sec)

— **Analyse**

Ce test est réalisé avec le même profil de charge et de production PV que lors du précédent test de déconnexion de l'électrolyseur. Entre 0 et 30 sec, le système fonctionne dans son état normal. Les batteries absorbent les fortes variations de la charge et de la production, et le système PàC assure progressivement l'alimentation de la charge lorsque cela est nécessaire (figures 3.25 (b) et (c) à t = 30 sec). À 40 sec, la PàC est soudainement déconnectée du système et le courant PàC chute à 0 (figure 3.25 (c) et (e)). À ce moment, les batteries reprennent l'alimentation de la charge jusqu'à la reconnexion du système PàC

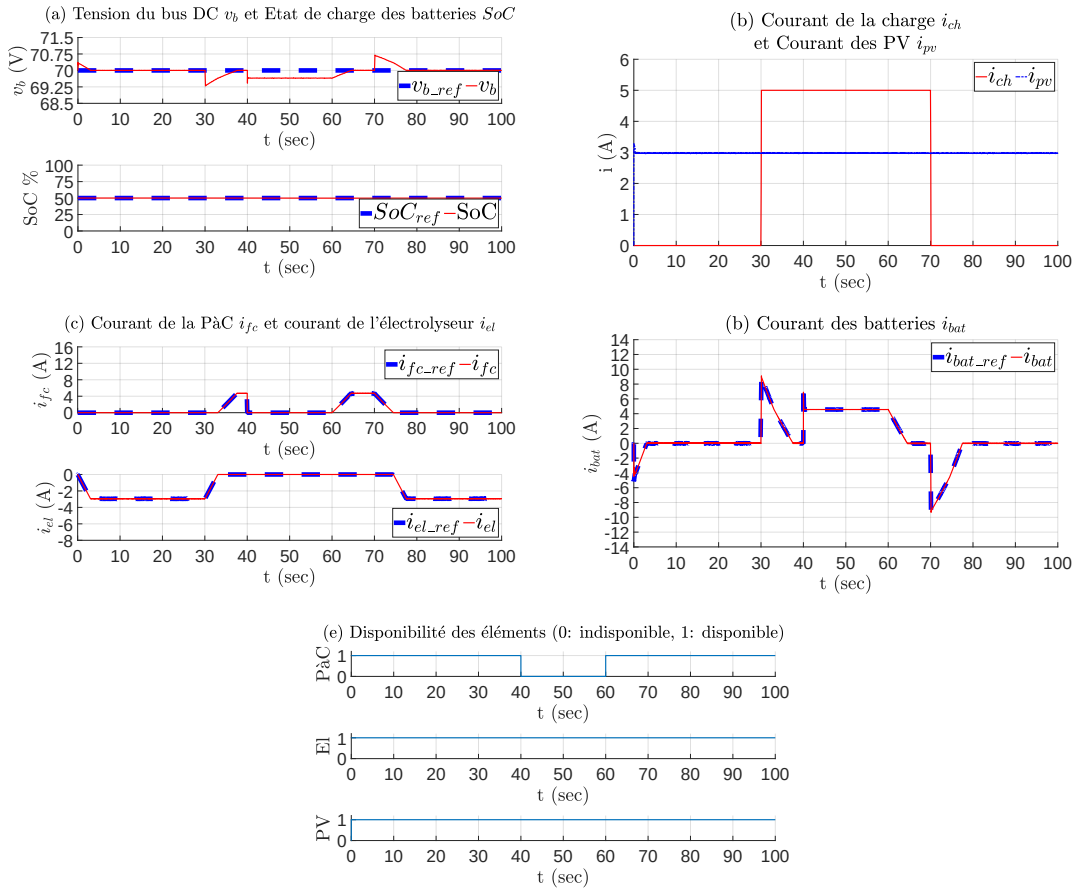


FIGURE 3.25 – Perte du système PàC : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur, (d) courant batteries et (e) Disponibilité des éléments

(figure 3.25 (b) et (d)). À 60 sec, le système PàC est reconnecté et le SGE reprend son fonctionnement normal, la PàC reprend progressivement la charge et les batteries assurent l'alimentation lors des fortes variations de la charge.

De même que pour les précédents tests, les pics de tension du bus DC sont retrouvés lors des variations de la charge et de la production. De plus, l'écart entre la référence et la mesure de tension du bus DC est aussi retrouvé lorsque les batteries sont en charge.

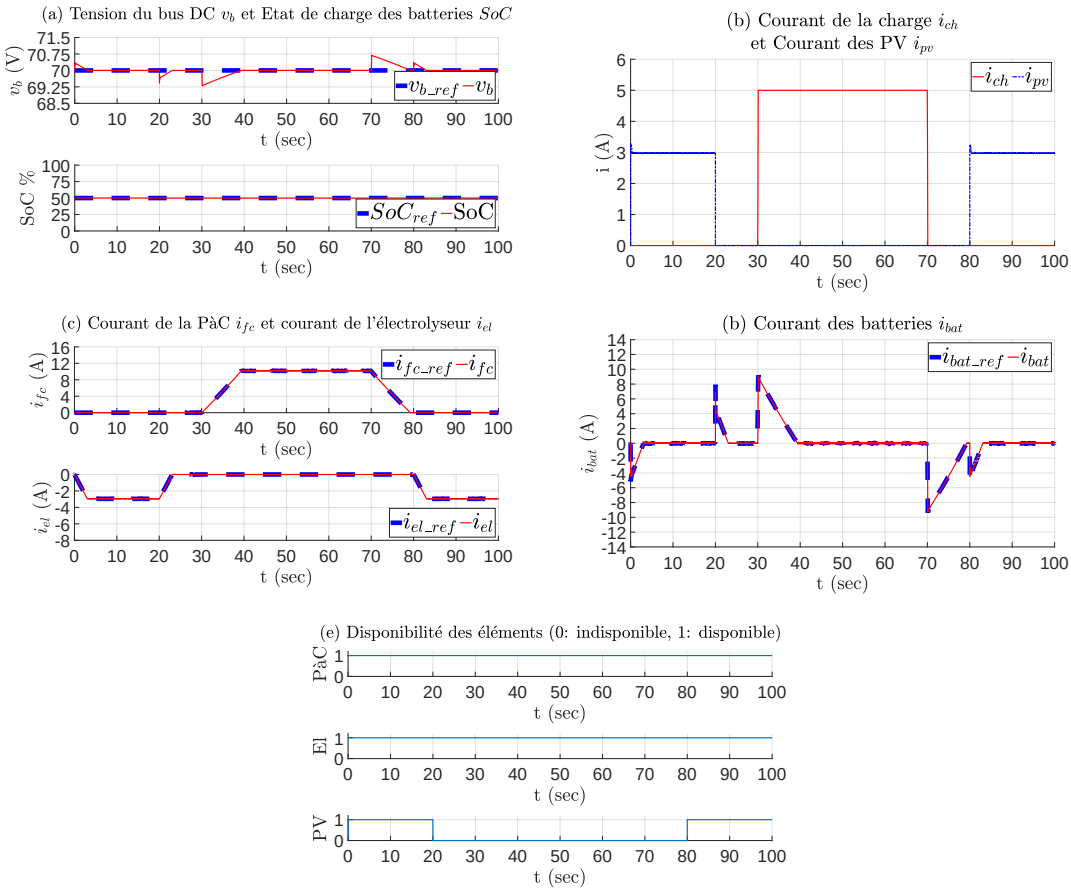


FIGURE 3.26 – Perte du système PV : (a) tension du bus DC et SoC batteries, (b) courant de charge et courant PV, (c) courant de la PàC et courant de l'électrolyseur, (d) courant batteries et (e) Disponibilité des éléments

3.4.7.3 Perte du système photovoltaïque

— **Observation**

— Le suivi de consigne v_b est maintenu malgré la perte du système photovoltaïque avec une erreur moyenne de 0,08%

— Les batteries stabilisent le bus DC lors de la perte du système PV (figure 3.26 (a), (b), (d) et (e) à t = 20 sec)

— Les batteries alimentent l'électrolyseur lorsque celui-ci n'est plus alimenté par les PV (figure 3.24 (d) et (c) à t = 20 sec) afin de lui permettre d'atteindre un courant nul en respectant la rampe de courant imposée.

— L'alimentation de l'électrolyseur est reprise lors de la reconnexion des PV (figure 3.26 (a), (b), (d) et (e) à t = 80 sec)

— **Analyse**

Entre 0 et 20 sec, les batteries absorbent les fortes variations de la production PV et l'électrolyseur consomme progressivement l'excédent de production (figure 3.26 (b), (c) et (d)). À 20 sec, les PV sont déconnectés du système (figure 3.26 (b) et (e)), les batteries alimentent alors l'électrolyseur le temps que son courant converge vers 0 (figure 3.26 (c) et (d)). Entre 20 et 80 sec, les batteries et la PàC assurent l'alimentation de la charge (figure 3.26 (b), (c) et (d)). À 80 sec, le système PV est reconnecté et le système reprend son fonctionnement normal. Les batteries absorbent les fortes variations de la production PV et l'électrolyseur consomme progressivement l'excédent de production (figure 3.26 (b), (c), (d) et (e)).

De même que pour les précédents tests, les pics de tension du bus DC sont retrouvés lors des variations de la charge et de la production.

Les différents tests de résilience du SGE ont permis de montrer la capacité de la couche réactive à maintenir la stabilité du système lors de la déconnexion de certains éléments du système. Le SGE est donc capable de maintenir le système stable tant que les batteries sont chargées et qu'elles sont connectées au MR.

3.5 Conclusion

Dans ce chapitre, le développement des différentes couches de pilotage du SGE ont été abordées et les tests en simulation de celui-ci analysés.

Dans un premier temps, le développement de la eMPC des batteries a été détaillé. Cette eMPC a pour objectif d'assurer le suivi de la référence de tension du bus DC. Elle est basée sur un modèle moyen de la dynamique de tension du bus DC et prend en compte les différentes contraintes de fonctionnement des batteries.

Dans un second temps, la eMPC de la PàC et de l'électrolyseur a été détaillée en considérant les deux éléments comme un seul et même système appelé système H2. Ce système a pour principal objectif de maintenir les batteries à un niveau de charge prédéfini. Pour cela, la eMPC est basée sur le modèle moyen de la dynamique du SoC des batteries. Elle prend en compte les différentes contraintes de fonctionnement des éléments (courant minimum et maximum ainsi que sa pente minimale et maximale). Une machine d'état permet de définir quel élément entre la PàC et l'électrolyseur est en fonctionnement. Le courant de la charge n'étant pas mesuré, un filtre de Kalman sous optimal a été synthétisé dans un troisième temps afin d'estimer sa valeur. Ce filtre de Kalman est basé sur le modèle moyen de la dynamique de tension du bus DC. La méthode de génération des eMPC avec les toolbox Yalmip et MPT3 est ensuite expliquée.

Dans un quatrième temps, l'algorithme utilisé pour le pilotage des PV est abordé, ainsi que le développement des régulateurs de type IP utilisés pour le pilotage des courants de chaque élément.

La présentation des différentes méthodes de test d'une commande sur différents types de plateformes (Simulation, RCP et HIL) montre l'intérêt de chacune de ces étapes afin de valider la commande dans sa globalité avant déploiement sur un système réel. La plateforme de tests est alors présentée dans sa globalité avec les différents éléments du banc, la programmation du banc de test et la communication entre l'IHM, la MicroLabBox (dSPACE) et les différents capteurs et actionneurs du banc de test.

Les résultats de la simulation et des tests expérimentaux présentés à la fin de ce chapitre montrent le fonctionnement du SGE ainsi que la stabilité du système en présence de celui-ci pour différents cas de figure. La première phase de tests montre l'efficacité du SGE pour différent SoC de référence (batteries chargées, en charge et en décharge) avec et sans PV. La deuxième phase de tests montre la capacité du système à rester stable lors de panne ou de déconnexion d'un des éléments. Les résultats obtenus ont démontré l'efficacité de la commande développée dans ces travaux à maintenir le bus DC proche de sa référence et à respecter les différentes contraintes de fonctionnement imposé par les éléments du

système. La commande n'a cependant pas été validée sur une carte temps réel industrielle du type DSP de Texas Instruments ou Microchip qui permettrait d'avoir une évaluation réaliste du temps de calcul et des ressources matérielles nécessaires.

La commande instantanée développée dans ce chapitre à donc pour objectif la régulation de la tension du bus DC et la régulation de l'état de charge des batteries. Le prochain chapitre porte sur le développement de la couche supérieure, appelée couche anticipative, qui permet de définir un plan d'engagement pour l'utilisation de la PàC et de l'électrolyseur en fonction de la charge et de la production PV.

Chapitre 4

Planification d'utilisation du système

4.1 Introduction **98**

4.2 Le plan d'engagement **99**

4.2.1 Intérêt de la planification 99

4.2.2 Méthode de planification utilisée 100

4.3 Développement de l'algorithme **100**

4.3.1 Équations du système 100

4.3.2 Contraintes du système 102

4.3.3 Fonction objectif 103

4.3.4 Détermination des puissances minimale et maximale de la Pile à Combustible et de l'électrolyseur 104

4.3.5 Détermination du débit de gaz en fonction de la puissance des appareils . . . 106

4.4 Interaction entre la couche anticipative et la couche réactive **107**

4.5 Simulation des couches anticipative et réactive **109**

4.5.1 Tests sans mise à jour de la planification 111

4.5.2 Tests avec mise à jour de la planification 118

4.5.3 Synthèse 125

4.6 Conclusion **127**

4.1 Introduction

Comme dit dans le chapitre 1 section 1.5.5, le SGE développé dans ces travaux comporte 3 couches avec des fonctions spécifiques. Les résultats des tests des deux premières couches (locale et réactive) ont été présentés dans le chapitres 3 de ce manuscrit. Ce chapitre porte sur le développement de la 3ème couche appelée couche anticipative.

La couche anticipative a pour rôle de planifier l'utilisation des éléments dans le MR, en particulier l'utilisation de la PàC et de l'électrolyseur afin de maximiser la part du vecteur hydrogène dans l'alimentation de la charge. Certaines contraintes sont prises en compte dans le SGE afin de définir des intervalles de temps correspondant aux plages de puissance de fonctionnement optimale pour la PàC et pour l'électrolyseur. Afin que la PàC et l'électrolyseur fonctionnent principalement dans leur zone de perte ohmique, ces plages de fonctionnement sont définies à partir de leur courbe de polarisation. Ceci permet de limiter les fonctionnements à forte et faible puissance. De plus, des durées minimales de fonctionnement et d'arrêt sont imposées afin de limiter les démarrages et arrêts successifs de ces éléments.

Cette couche est basée sur un problème d'optimisation qui prend en compte les différentes contraintes du système pour définir des plages de fonctionnement pour la PàC et l'électrolyseur. Ces plages de fonctionnement sont alors utilisées par la couche réactive afin de permettre ou non le fonctionnement de la PàC et de l'électrolyseur. Cette optimisation, basée sur la prévision de la charge et la production PV, est réalisée sur un horizon de prédiction prédéfini avec une période échantillonnage de 30min. Afin de mettre à jour le plan d'engagement en cas de changement dans le système, l'optimisation est réalisée à tous les pas de temps $T_{s_{optim}}$.

Pour valider la méthode utilisée pour générer le plan d'engagement, une première étape consiste à tester la couche anticipative avec des prévisions parfaites des conditions météorologiques et de la consommation, ce qui permet de faciliter la résolution du problème d'optimisation. Deux cas d'étude ont été réalisés. Le premier cas prend en compte les contraintes de temps de fonctionnement de la PàC et de l'électrolyseur en priorisant l'utilisation du vecteur hydrogène. Le second cas, l'ajout d'une contrainte sur l'état de charge des batteries permet d'assurer une réserve d'énergie dans le cas d'une erreur dans l'optimisation du plan d'engagement.

4.2 Le plan d'engagement

4.2.1 Intérêt de la planification

La définition d'un plan d'engagement par planification permet d'organiser l'utilisation de certains éléments du système hybride en fonction des besoins et des conditions d'utilisation. La couche réactive développée précédemment permet de prendre en compte certaines contraintes de fonctionnement de la PàC et de l'électrolyseur, comme la limitation de la dynamique de la puissance fournie par la PàC et de la puissance d'alimentation pour l'électrolyseur. De plus, la puissance maximale de chaque élément est prise en compte. Cependant, la PàC et l'électrolyseur sont soumis à d'autres contraintes de fonctionnement, comme le nombre de démarrages et arrêts qui augmente les risques de dégradation. Pour limiter les risques de dégradation, il peut être nécessaire de fixer une durée minimale pendant laquelle ces éléments sont maintenus en fonctionnement ou en arrêt.

Pour respecter les différentes contraintes de démarrage et d'arrêt de la PàC et de l'électrolyseur, un plan d'engagement peut être défini en amont pour définir des plages de fonctionnement à l'instar de B. Li et al. [60]. Cette plage de fonctionnement peut être définie à partir d'une connaissance du système, si les profils de production et de consommation sont connus en avance (ce qui peut être le cas dans certains systèmes de transport comme les trajets de train). Cependant, dans un système hybride alimentant un MR avec production par EnR, l'intermittence des sources d'énergie renouvelable (rayonnement, vents, etc.) ne permet pas de connaître le profil de production en avance. De plus, le profil de consommation ne peut être totalement connu. En effet, la consommation dépend du type de bâtiments et du consommateur. Il est alors nécessaire de pouvoir estimer avec des prévisions la production et la consommation. La planification est alors basée sur ces prévisions et le plan d'engagement peut être mis à jour lorsqu'une nouvelle prévision est effectuée. Afin de valider la définition du plan d'engagement, les prévisions peuvent être considérées comme parfaites et sans incertitude.

Un autre intérêt est de pouvoir fixer une puissance minimale de fonctionnement pour la PàC et l'électrolyseur. Le plan d'engagement s'assure alors, en fonction de l'état de charge des batteries, que la PàC ou l'électrolyseur peut continuer à fonctionner à son point de fonctionnement minimal. La durée de fonctionnement de la PàC et de l'électrolyseur étant contrainte à une valeur minimale, lorsqu'un de ces éléments est démarré, il doit être maintenu en fonctionnement même lorsque la condition de puissance minimale n'est plus respectée. Lorsque la PàC est en fonctionnement et que la puissance nécessaire pour l'alimentation de la charge (différence entre la puissance consommée par la charge et la puissance fournis par les PV) devient inférieure à sa puissance minimale de fonctionnement, les batteries doivent être en capacité d'absorber l'excédent d'énergie produit. De même, lorsque l'électrolyseur est en fonctionnement et que l'excédent de puissance produite par les PV est inférieur à sa puissance minimale, les batteries

doivent être en capacité de fournir le déficit en puissance pour continuer son alimentation.

Les éléments pris en compte lors de la planification sont donc :

— L'état de charge des batteries

— L'état des stocks d'hydrogène et d'oxygène

— La puissance minimale et maximale de l'électrolyseur et de la PàC

— La durée minimale de fonctionnement et d'arrêt de la PàC et de l'électrolyseur

4.2.2 Méthode de planification utilisée

La définition du plan d'engagement peut être vue comme un problème d'optimisation sous contraintes. On cherche ici à minimiser ou à maximiser un critère objectif. Dans cette étude, le problème d'optimisation sous contraintes cherche à minimiser une fonction sur un horizon pré défini tout en respectant les différentes contraintes imposées au système. Il prend la forme d'un problème MIQP, avec contraintes linéaires et critère quadratique. Le bilan de puissance du système est utilisé afin d'écrire ce problème d'optimisation et de minimiser l'utilisation des batteries dans le but de maximiser l'utilisation du vecteur hydrogène dans le système.

Dans ce qui suit, la planification est basée sur l'équilibre production-consommation. Le problème d'optimisation prend en compte le niveau de production et de consommation sur un horizon défini afin d'assurer cet équilibre et de respecter les différentes contraintes du système. La production et la consommation doivent donc être connues ou estimées avec des algorithmes de prévision sur tout l'horizon d'optimisation. Afin d'améliorer les performances de la planification, les prévisions peuvent être réalisées à des intervalles de temps prédéfini, et le plan d'engagement mise à jour lorsque de nouvelles prévisions sont effectuées (cf. Fig. 4.1).

Dans un premier temps, l'approche proposée est validée avec des prévisions parfaites, sans erreur et sans incertitude. L'intérêt est de valider le plan d'engagement défini. Dans un second temps, les performances de l'approche doivent être évaluées en prenant en compte les erreurs de prévision. Dans un troisième temps, l'objectif est d'intégrer de manière explicite au problème d'optimisation l'incertitude sur les prévisions.

4.3 Développement de l'algorithme

4.3.1 Équations du système

L'objectif de ce problème d'optimisation est de définir des intervalles de temps pendant lesquels la PàC et l'électrolyseur peuvent être en fonctionnement sans déstabiliser l'équilibre production-

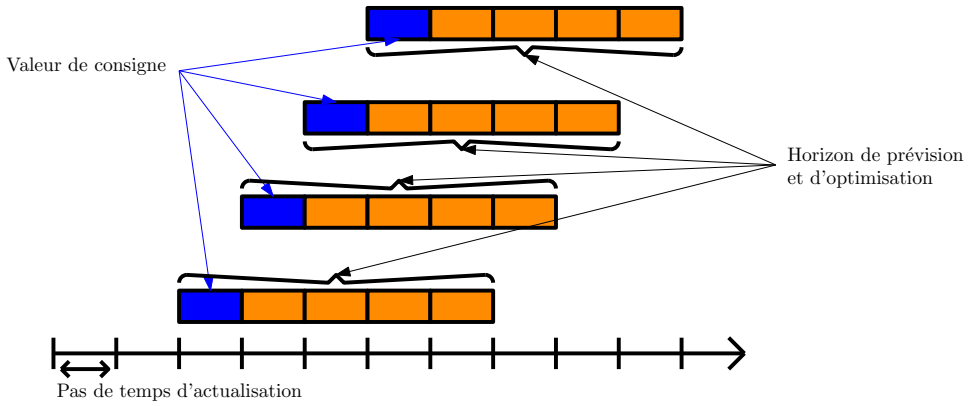


FIGURE 4.1 – Méthode d'optimisation avec actualisation des prévisions

consommation. En effet, une puissance minimale de fonctionnement est imposée à la PàC et à l'électrolyseur. Si la PàC est démarrée alors que la puissance nécessaire pour l'alimentation de la charge est inférieure à la puissance minimale de fonctionnement de la PàC, alors l'excédent d'énergie est consommé par la batterie. Or, un temps minimal de fonctionnement est imposé à la PàC. Si durant le temps de fonctionnement de la PàC les batteries arrivent à un niveau de charge trop élevé, elles ne pourront plus consommer l'excédent d'énergie et l'équilibre production et consommation ne sera plus assuré. La couche réactive agit alors sur le système afin d'arrêter la PàC et de démarrer l'électrolyseur afin de décharger les batteries et rétablir l'équilibre production et consommation. De plus, dans le cas d'un démarrage de l'électrolyseur alors que la puissance produite par les PV n'est pas suffisante pour assurer son fonctionnement à sa puissance minimale, les batteries fourniront le déficit en puissance. Si les batteries arrivent à un niveau de charge trop faible lors de l'intervalle de temps de fonctionnement de l'électrolyseur alors elles ne pourront plus assurer son alimentation et l'équilibre production et consommation ne sera plus assuré. La couche réactive agit alors sur le système pour arrêter l'électrolyseur et démarrer la PàC afin de recharger les batteries et de rétablir l'équilibre production et consommation. Le problème d'optimisation est alors écrit afin de respecter l'équilibre production et consommation tout en maximisant l'utilisation du vecteur hydrogène lorsque cela possible. Les différents paramètres du problème d'optimisation sont disponibles en annexe E.1

L'équation du bilan de puissance (eq. 2.22a) est discrétisée afin d'être utilisée dans le problème d'optimisation et on note $\mathrm{P_{eq}}$ l'écart entre la production PV $\mathrm{P_{pv}}$ et la consommation $\mathrm{P_{ch}}$ ($\mathrm{P_{eq,k}} = \mathrm{P_{ch,k}} - \mathrm{P_{pv,k}}$).

$$\mathrm{P}_{\mathrm{bat},k} + \mathrm{P}_{\mathrm{fc},k} + \mathrm{P}_{\mathrm{el},k} = \mathrm{P}_{\mathrm{eq},k} \tag{4.1}$$

L'évolution de l'état de charge des batteries (eq. 2.22b) et l'évolution des stocks d'hydrogène et d'oxygène (eq. 2.14a et 2.14b respectivement) sont discrétisées afin d'être utilisées dans le problème d'optimisation. L'évolution des stocks d'hydrogène et d'oxygène est normalisée entre 0 et 1 avec leur valeur

maximale respective. La batterie étant considérée comme un élément qui fournit de l'énergie dans le bilan de puissance (eq. 4.1), lorsque la puissance batterie est négative, la batterie est considérée en mode charge. Dans le cas contraire, elle est considérée en mode décharge. L'équation de l'évolution de la charge des batteries est alors paramétrée en convention récepteur. De même pour l'évolution des stocks de gaz, lorsque l'électrolyseur est en fonctionnement, sa puissance est négative et il y a production de gaz. Lorsque la PàC est en fonctionnement, sa puissance est positive et il y a consommation de gaz. L'équation de l'évolution des stocks de gaz est alors en convention récepteur.

$$\mathrm{SoC}_{\mathrm{bat},k} = \mathrm{SoC}_{\mathrm{bat},k-1} - \frac{\mathrm{P}_{\mathrm{bat},k}}{\mathrm{C}_{\mathrm{bat}}(Wh)}\,\mathrm{T}_{\mathrm{s}_{\mathrm{optim}}} \tag{4.2a}$$

$$\mathrm{Stock}_{\mathrm{H2},k} = \mathrm{Stock}_{\mathrm{H2},k-1} - \frac{\mathrm{n}_{\mathrm{H2},k}}{\mathrm{Stock}_{\mathrm{H2}max}}\,\mathrm{T}_{\mathrm{s}_{\mathrm{optim}}} \tag{4.2b}$$

$$\mathrm{Stock}_{\mathrm{O2},k} = \mathrm{Stock}_{\mathrm{O2},k-1} - \frac{\mathrm{n}_{\mathrm{O2},k}}{\mathrm{Stock}_{\mathrm{O2}max}}\,\mathrm{T}_{\mathrm{s}_{\mathrm{optim}}} \tag{4.2c}$$

Ces différentes équations permettent d'évaluer l'évolution de l'équilibre production/consommation et de pouvoir l'utiliser comme contraintes dans le problème d'optimisation. De plus, l'état de charge des batteries et l'évolution des stocks d'hydrogène et d'oxygène sont nécessaires afin de les borner. $\mathrm{T}_{\mathrm{s}_{\mathrm{optim}}}$ étant le pas d'échantillonnage de l'optimisation.

4.3.2 Contraintes du système

Les premières contraintes prises en compte lors de l'optimisation du plan d'engagement sont les niveaux de charge minimum et maximum des batteries ($\mathrm{SoC}_{\mathrm{bat\,min}}$ et $\mathrm{SoC}_{\mathrm{bat\,max}}$ dans les équations 4.3a) et le volume maximal d'hydrogène et d'oxygène pouvant être stocké ($\mathrm{Stock}_{\mathrm{H2min}}$, $\mathrm{Stock}_{\mathrm{H2max}}$, $\mathrm{Stock}_{\mathrm{O2min}}$ et $\mathrm{Stock}_{\mathrm{O2max}}$ dans les équations 4.3b et 4.3c) :

$$\mathrm{SoC}_{\mathrm{bat}min} \leq \mathrm{SoC}_{\mathrm{bat},k} \leq \mathrm{SoC}_{\mathrm{bat}max} \tag{4.3a}$$

$$\mathrm{Stock}_{\mathrm{H2}min} \leq \mathrm{Stock}_{\mathrm{H2},k} \leq \mathrm{Stock}_{\mathrm{H2}max} \tag{4.3b}$$

$$\mathrm{Stock}_{\mathrm{O2}min} \leq \mathrm{Stock}_{\mathrm{O2},k} \leq \mathrm{Stock}_{\mathrm{O2}max} \tag{4.3c}$$

Les puissances de chaque élément du système doivent aussi être bornées. Deux variables booléennes onoff sont introduites ici pour permettre de définir les intervalles de temps durant lesquels la PàC et l'électrolyseur sont en fonctionnement ou à l'arrêt. Lorsque la PàC ou l'électrolyseur sont en fonctionnement, une puissance minimale est imposée. Pour cela, les équations 4.4a et 4.4c contraignent la puissance de la PàC et de l'électrolyseur a être bornés entre 0 et leur valeur maximale de fonctionnement ($\mathrm{P}_{\mathrm{fcmax}} > 0$ pour la PàC et $\mathrm{P}_{\mathrm{elmin}} < 0$ pour l'électrolyseur). Puis, les équations 4.4b et 4.4d imposent une puissance minimale de fonctionnement lorsque l'un de ces appareils est démarré ($\mathrm{P}_{\mathrm{fcmin}}$ pour la PàC et $\mathrm{P}_{\mathrm{elmax}}$

pour l'électrolyseur). Afin de ne pas produire de l'hydrogène en même temps que la charge des batteries (contrainte imposée par les eMPC développées précédemment), la puissance minimale des batteries dépend du démarrage de l'électrolyseur (eq. 4.4e). De même, afin d'éviter l'alimentation de la charge par les batteries lorsque la PàC est démarrée, la puissance maximale des batteries dépend du démarrage de la PàC (eq. 4.4e).

$$0 \leq \mathrm{P}_{\mathrm{fc},k} \leq \mathrm{P}_{\mathrm{fc}max} \tag{4.4a}$$

$$\mathrm{onoff}_k(1)\mathrm{P}_{\mathrm{fc}min} \leq \mathrm{P}_{\mathrm{fc},k} \leq \mathrm{onoff}_k(1)\mathrm{P}_{\mathrm{fc}max} \tag{4.4b}$$

$$\mathrm{P}_{\mathrm{el}min} \leq \mathrm{P}_{\mathrm{el},k} \leq 0 \tag{4.4c}$$

$$\mathrm{onoff}_k(2)\mathrm{P}_{\mathrm{el}min} \leq \mathrm{P}_{\mathrm{el},k} \leq \mathrm{onoff}_k(2)\mathrm{P}_{\mathrm{el}max} \tag{4.4d}$$

$$(1-\mathrm{onoff}_k(2))\mathrm{P}_{\mathrm{bat}min} \leq \mathrm{P}_{\mathrm{bat},k} \leq (1-\mathrm{onoff}_k(1))\mathrm{P}_{\mathrm{bat}max} \tag{4.4e}$$

L'électrolyseur étant alimenté par le système PV et l'alimentation de la charge étant prioritaire, si la production PV est suffisamment supérieure à la consommation de la charge pour alimenter l'électrolyseur, l'utilisation de la PàC n'est pas nécessaire. Dans le cas opposé, si la consommation de la charge est suffisamment supérieure à la production PV pour rendre le démarrage de la PàC nécessaire, alors l'électrolyseur ne doit pas démarrer (production d'hydrogène avec la PàC non autorisée). Une contrainte a été ajoutée au problème d'optimisation afin d'empêcher le démarrage de la PàC et de l'électrolyseur dans les mêmes intervalles de temps (eq. 4.5) :

$$\mathrm{onoff}_k(1) + \mathrm{onoff}_k(2) \leq 1 \tag{4.5}$$

Enfin, afin de prendre en compte le temps minimal de fonctionnement et d'arrêt de la PàC et de l'électrolyseur, une fonction disponible sur le site de Yalmip (exemple : *Unit commitment* [103]) est utilisée. L'historique du temps de démarrage et d'arrêt de ces éléments est enregistré dans un vecteur afin de pouvoir le réutiliser dans cette fonction.

4.3.3 Fonction objectif

La fonction objectif est écrite de sorte à optimiser la puissance de chaque élément avec un ordre de priorité. Par exemple, pour maximiser l'utilisation du vecteur hydrogène, l'ordre de priorité est défini en paramétrant les poids de sorte à minimiser la puissance des batteries. Les puissances étant du même ordre de grandeur, $\mathrm{Q}_{\mathrm{P}_{\mathrm{bat}}}$ est supérieur à $\mathrm{Q}_{\mathrm{P}_{\mathrm{pac}}}$ et à $\mathrm{Q}_{\mathrm{P}_{\mathrm{el}}}$ (1er terme de la fonction objectif). En paramétrant les poids $\mathrm{Q}_{\mathrm{ss}_{\mathrm{pac}}}$ et $\mathrm{Q}_{\mathrm{ss}_{\mathrm{el}}}$, la valeur de chaque bit de démarrage, onoff(1) pour la PàC et onoff(2) pour l'électrolyseur respectivement, est minimisée afin de ne pas les démarrer dès que le système le permet (2eme terme de la fonction objectif). Enfin une référence du niveau de charge des batteries est fixée afin de

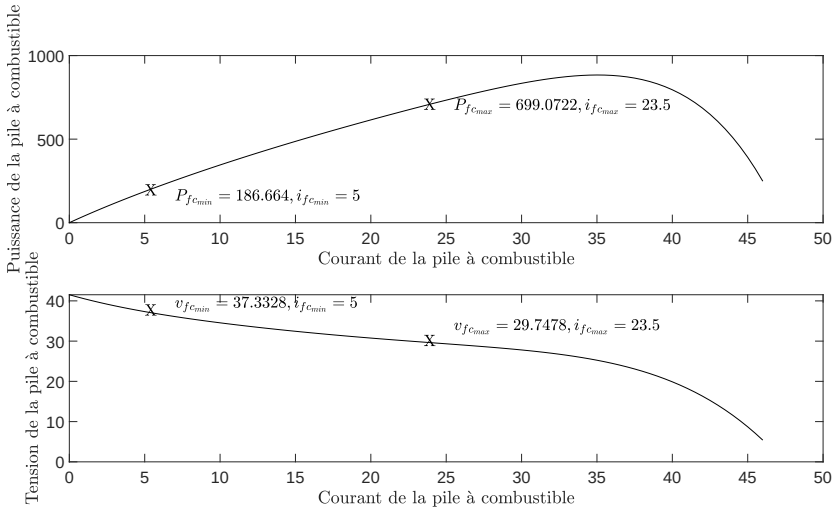


FIGURE 4.2 – Puissances minimale et maximale de la pile à combustible

définir un niveau de charge permettant un fonctionnement optimal du système dans le cas d'une erreur sur la prévision de la charge et sur la prévision de la production PV (4eme terme de la fonction objectif). La minimisation du SoC de référence dépend du poids $\mathrm{Q_{soc}}$. $\mathrm{N_{optim}}$ est ici l'horizon sur lequel l'optimisation et les prévisions des conditions météorologiques et de commande sont réalisées

$$J\left(\mathrm{P_{bat}},\,\mathrm{P_{fc}},\,\mathrm{P_{el}}\right) = \sum_{k=0}^{\mathrm{N_{optim}}} \begin{bmatrix} \mathrm{P_{bat}} \\ \mathrm{P_{fc}} \\ \mathrm{P_{el}} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \mathrm{Q_{P_{bat}}} & \mathrm{Q_{P_{pac}}} & \mathrm{Q_{P_{el}}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathrm{P_{bat}} \\ \mathrm{P_{fc}} \\ \mathrm{P_{el}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathrm{Q_{ss_{pac}}} & \mathrm{Q_{ss_{el}}} \end{bmatrix} \mathrm{onoff} \tag{4.6a}$$
$$+ \left(SoC_{ref} - SoC(1,k)\right)^T \mathrm{Q_{soc}} \left(SoC_{ref} - SoC(1,k)\right)$$

4.3.4 Détermination des puissances minimale et maximale de la Pile à Combustible et de l'électrolyseur

4.3.4.1 Procédure

Pour la PàC et de l'électrolyseur, la puissance minimale et la puissance maximale sont déterminées à partir des points de leur courbe de polarisation, afin de fonctionner dans la zone de pertes ohmiques (partie linéaire de la courbe de polarisation, cf. Fig. 2.11 et 2.9) [106, 4].

4.3.4.2 Puissances minimale et maximale de la pile à combustible

La courbe P=f(I) de la PàC est tracée pour déterminer les puissances minimale et maximale de fonctionnement de la PàC. Le point maximal de la courbe est alors recherché, puis les puissances minimale et maximale sont fixées à 20% et 80% de ce point (cf. Fig. 4.2).

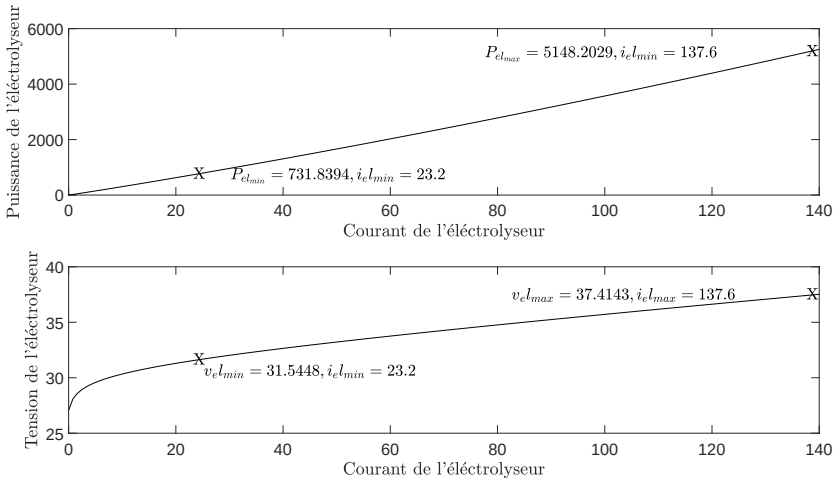


FIGURE 4.3 – Puissance minimale et maximale de l'électrolyseur

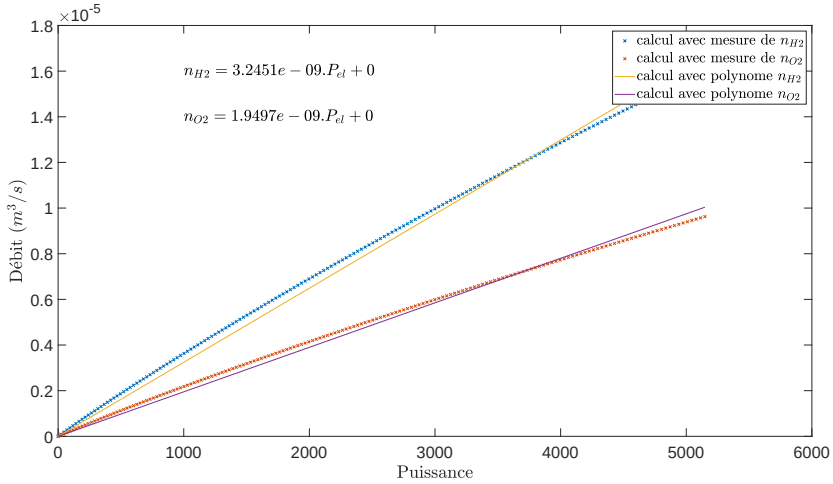


FIGURE 4.4 – Approximation du débit d'hydrogène et d'oxygène de l'électrolyseur

4.3.4.3 Puissances minimale et maximale de l'électrolyseur

Pour l'électrolyseur, c'est la courbe de polarisation qui est analysée afin de retrouver la partie linéaire en calculant la pente de la courbe à chaque point. La limite de la zone de pertes ohmiques est définie au point où la pente augmente significativement. Les puissances minimale et maximale de fonctionnement sont fixées à 20% et à 80% de la puissance calculée avec les coordonnées courant et tension en ce point (cf. Fig. 4.3).

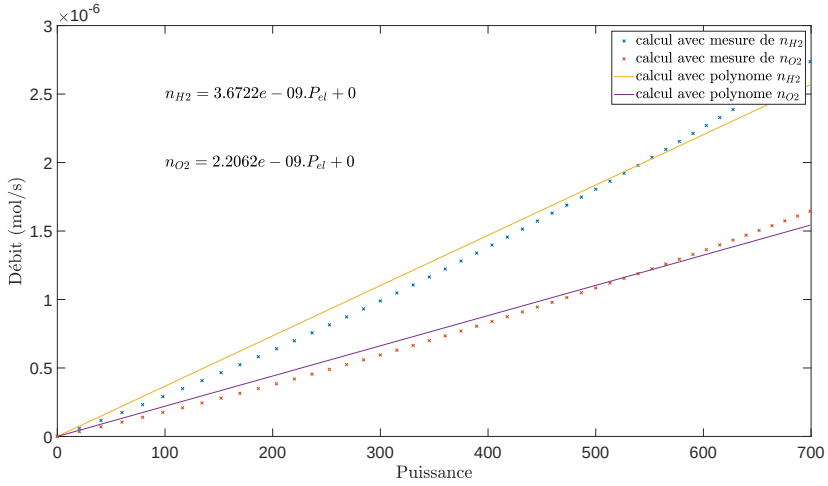


FIGURE 4.5 – Approximation du débit d'hydrogène et d'oxygène de la pile à combustible

4.3.5 Détermination du débit de gaz en fonction de la puissance des appareils

Dans ce problème d'optimisation, les débits d'hydrogène et d'oxygène doivent être déterminés tout au long de l'horizon N_{optim} en fonction de la puissance délivrée par la PàC ou consommé par l'électrolyseur. La méthode la plus courante pour déterminer les débits d'hydrogène et d'oxygène est l'utilisation de la loi de Faraday qui associe ces débits aux courants de la PàC et de l'électrolyseur (cf. eq. 2.15a et 2.15b). Le problème d'optimisation prenant en compte la puissance, il est nécessaire de lier ces débits aux puissances des appareils avec une équation linéaire, condition *sine qua non* de l'écriture MIQP.

Pour cela, les débits d'hydrogène et d'oxygène, ainsi que la puissance associée, sont calculés pour chaque point de fonctionnement jusqu'au point de puissance maximale définie précédemment. La méthode d'optimisation utilisée lors de la définition du plan d'engagement impose que les équations du système soient linéaire. Une équation d'ordre 1 (afin d'obtenir une équation linéaire pour l'utilisation dans le problème d'optimisation) est donc déterminée à l'aide de la fonction *polyfitZero* de Matlab. La fonction *polyfitZero* est préférée à la fonction *polyfit* afin d'avoir une fonction linéaire passant par l'origine. Ceci impose donc d'avoir un résultat de production ou de consommation d'hydrogène nul lorsque la PàC ou l'électrolyseur ne sont pas en fonctionnement (courant à 0 A) (cf. Fig. 4.4 et 4.5). Cette méthode permet d'avoir une approximation des débits d'hydrogène et d'oxygène. L'erreur moyenne sur le débit d'hydrogène est de -5,3% pour l'électrolyseur et de 7,84% pour la PàC. Pour l'oxygène, l'erreur moyenne est identique, -5,3% pour l'électrolyseur et de 7,84% pour la PàC. Cette approximation est ensuite injectée dans les équations 4.2b et 4.2c.

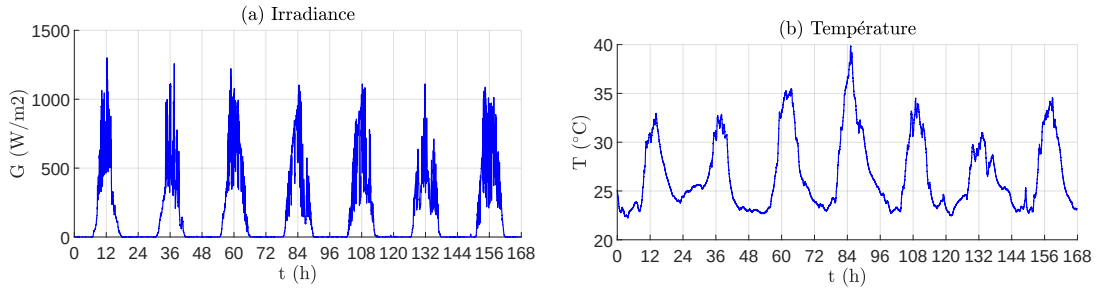


FIGURE 4.6 – Semaine 1, globalement ensoleillé

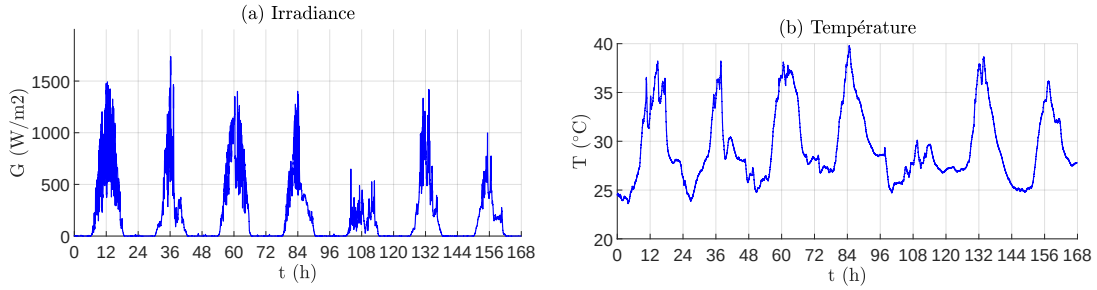


FIGURE 4.7 – Semaine 2, début de semaine ensoleillé ainsi qu'une fin de semaine moins ensoleillée

Le débit total d'hydrogène et le débit total d'oxygène (cf. Eq. 4.7a et 4.7b) résultent de la somme des débits en entrée de la PàC et en sortie de l'électrolyseur :

$$\mathrm{n}_{\mathrm{H2},k} = \mathrm{n}_{\mathrm{H2}el,k} + \mathrm{n}_{\mathrm{H2}pac,k} \tag{4.7a}$$

$$\mathrm{n}_{\mathrm{O2},k} = \mathrm{n}_{\mathrm{O2}el,k} + \mathrm{n}_{\mathrm{O2}pac,k} \tag{4.7b}$$

4.4 Interaction entre la couche anticipative et la couche réactive

En somme, la couche anticipative définit les bits de démarrage pour la PàC et pour l'électrolyseur qui doivent être pris en compte dans la couche réactive. Pour cela, les paramètres de la eMPC du système H2 sont modifiés. Lorsque ces deux éléments ne sont pas en fonctionnement, le courant minimal et le courant maximal pris en compte dans la eMPC du système H2 sont considérés comme étant nuls. Les courants minimal et maximal de la PàC sont pris en compte dans le cas d'un démarrage de celle-ci. De même, les courants minimal et maximal de l'électrolyser sont pris en compte dans le cas d'un démarrage

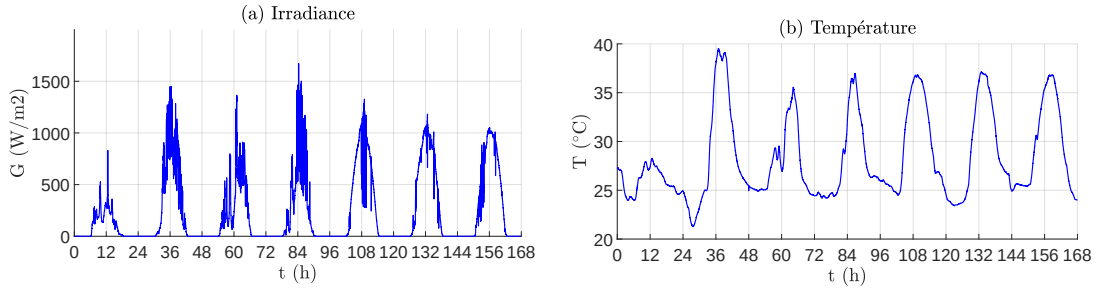


FIGURE 4.8 – Semaine 3, début de semaine avec peu d'ensoleillement et une fin de semaine ensoleillée

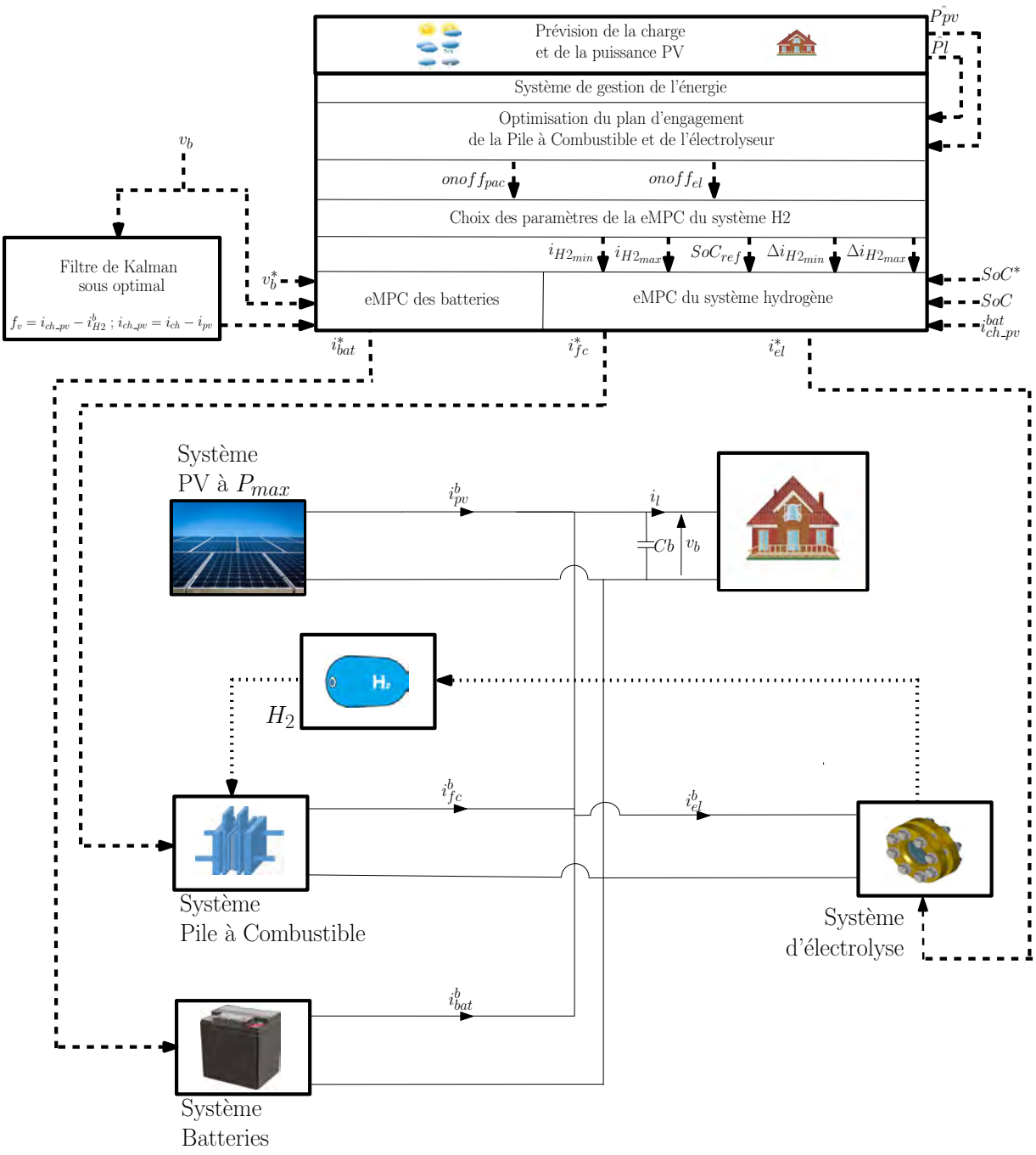


FIGURE 4.9 – Système simulé durant les tests de planification

de celui-ci. Lorsque l'arrêt de la PàC ou de l'électrolyseur est demandé, le courant minimal et le courant maximal pris en compte dans la eMPC du système H2 sont de nouveau fixés à 0 et le courant de référence est progressivement ramené à 0 par une rampe respectant les pentes de courant définies pour la PàC et pour l'électrolyseur. Dans tous les cas, la pente de courant prise en compte dépend quant à elle de l'élément en cours d'utilisation.

4.5 Simulation des couches anticipative et réactive

Les différentes équations sont écrites sous l'environnement Matlab avec les toolbox Yalmip [62] et le problème est résolu avec Gurobi Academic. Le contrôleur est ensuite généré par la fonction *optimizer* de Yalmip et utilisé sous l'environnement Matlab/Simulink. Les paramètres de la simulation sont disponibles en annexe E.1.

Pour les tests du cas d'étude suivants, la simulation est réalisée à partir de données enregistrées sur le site du Moufia de l'université de La Réunion. Trois semaines différentes ont fait l'objet de tests, avec des relevés de l'irradiance globale échantillonée à la seconde, de la température échantillonnée à la seconde et de la consommation du restaurant universitaire échantillonnée toute les 10 mins. Le dimensionnement de la surface PV est basé sur la surface disponible sur la toiture du restaurant universitaire et le dimensionnement de la puissance de la PàC et de l'électrolyseur dépend de la puissance consommée et de la puissance produite par les PV. Le dimensionnement des stocks d'énergie (batterie et H2) résulte de tests effectués sur la couche anticipative seule. Les figures 4.6, 4.7 et 4.8 montrent l'irradiance et la température pour les tests réalisés sur les semaines 1, 2 et 3 respectivement. La semaine 1 (S1) correspond à une semaine globalement ensoleillée, la semaine 2 (S2) correspond à un début de semaine ensoleillé avec une fin de semaine moins ensoleillée et la semaine 3 (S3) correspond à un début de semaine avec peu d'ensoleillement et une fin de semaine ensoleillée. Tout d'abord, le système est testé sans mise à jour de la planification. La planification est alors réalisée sur une journée correspondant à la première journée de la semaine et cette planification est conservée toute la semaine. Les résultats suivants illustrent les tests avec planification mise à jour toute les 30mins et en considérant des prévisions de la charge et de l'irradiance parfaites sur un horizon d'optimisation de 6h. Ces deux tests ont été réalisés sans référence pour la charge de la batterie, c'est à dire avec un SoC contraint entre 20% et 80% (le terme faisant apparaître le SoC de référence dans la fonction objectif du programme d'optimisation n'est pas pris en compte) et avec un SoC de référence de 50% afin d'assurer une quantité d'énergie restante dans le cas d'une erreur dans l'optimisation. La figure 4.9 illustre le système simulé et le tableau 4.1 résume les différents cas d'étude.

Afin de permettre au système de continuer à fonctionner lorsque le SoC des batteries atteint un niveau approchant les seuils haut et bas, une procédure de démarrage forcé de l'électrolyseur a été intégrée à la couche réactive lorsque le niveau de charge des batteries atteints 75%. De même pour la PàC, une procédure de démarrage forcé de celle-ci a été intégrée à la couche réactive lorsque le niveau de charge des batteries atteints 25%.

Des indicateurs de performance, appelé KPI, sont déterminés afin de comparer les différentes simulations réalisées. Les KPI sont :

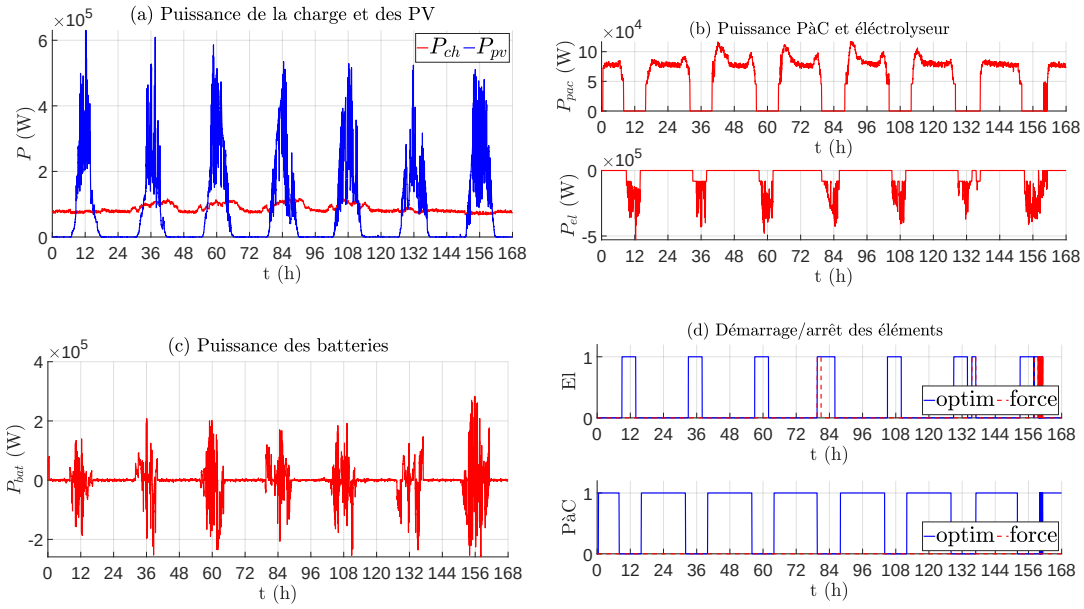


FIGURE 4.10 – Semaine 1, test sans mise à jour $\text{SoC}^* = \text{SoC}(1, k)$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC

- Consommation / Production d'hydrogène (m^3) (KPI1)
- Seuil bas du niveau de charge des batteries (%) (KPI2)
- Seuil haut du niveau de charge des batteries (%) (KPI3)
- Niveau de charge des batteries en fin de semaine (KPI4)
- Durée de fonctionnement de la PàC (minute) (KPI5)
- Nombre de démarrages/arrêts de la PàC (KPI6)
- Nombre de démarrages/arrêts forcés de la PàC (KPI7)
- Durée de fonctionnement de l'électrolyseur (minute) (KPI8)
- Nombre de démarrages/arrêts de l'électrolyseur (KPI9)
- Nombre de démarrages/arrêts forcés de l'électrolyseur (KPI10)

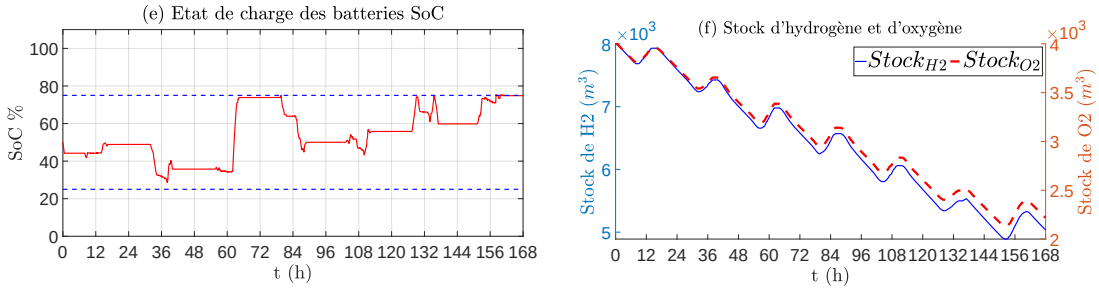


FIGURE 4.11 – Semaine 1, test sans mise à jour $\text{SoC}^* = \text{SoC}(1, k)$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm

4.5.1 Tests sans mise à jour de la planification

4.5.1.1 Test de la semaine 1, sans mise à jour de la planification et sans SoC de référence

Le plan d'engagement défini sur une journée ensoleillée montre (cf. Fig. 4.10) :

— que la PàC est utilisée lorsque que la puissance nécessaire pour alimenter la charge est supérieure à sa puissance minimale de fonctionnement (durant la nuit, en début de journée et en fin de journée),

— que l'électrolyseur est utilisé à sa puissance minimale lorsque la puissance produite par les PV est suffisante (durant la journée).

Cependant, il est aussi observé que le niveau de charge des batteries fluctue entre 28 et 75% (cf. figure 4.11 (a)), ce qui entraîne plusieurs démarrages forcés de l'électrolyseur (figure 4.10 (d) entre 72 et 84h, entre 132 et 144h et entre 156 et 168h). Avec un tel plan d'engagement, la consommation d'hydrogène est de 2966,5 m^3 (cf. figure 4.11 (b)) sur toute la semaine pour une utilisation de la PàC sur 6576min avec 41 démarrages, et une utilisation de l'électrolyseur sur 2398min avec 57 démarrages, dont 51 démarrages forcés qui ont parfois provoqué un arrêt de la PàC (cf. tableau 4.2 pour le résumé des différents KPI de chaque cas d'étude). Ce plan d'engagement n'est pas optimal pour cette semaine car il entraîne de multiples démarrage forcés de la PàC et de l'électrolyseur, et ne permet pas de respecter la durée minimale de fonctionnement de ces éléments.

4.5.1.2 Test de la semaine 2, sans mise à jour de la planification et sans SoC de référence

De même que pour le test précédent, le plan d'engagement défini sur une journée ensoleillée montre (cf. Fig. 4.12) :

— que la PàC est utilisée lorsque que la puissance nécessaire pour alimenter la charge est supérieure à sa puissance minimale de fonctionnement (durant la nuit, en début de journée et en fin de journée),

— que l'électrolyseur est utilisé à sa puissance minimale lorsque la puissance produite par les PV est suffisante (durant la journée).

Il est cependant observé que le niveau de charge des batteries fluctue entre 25 et 61% (cf. figure 4.13 (a)), ce qui entraîne plusieurs démarrages forcés de la PàC (figure 4.12), avec de multiples démarrages forcés autour de 108h. Avec un tel plan d'engagement, la consommation d'hydrogène est de 734,65 m^3 (cf.

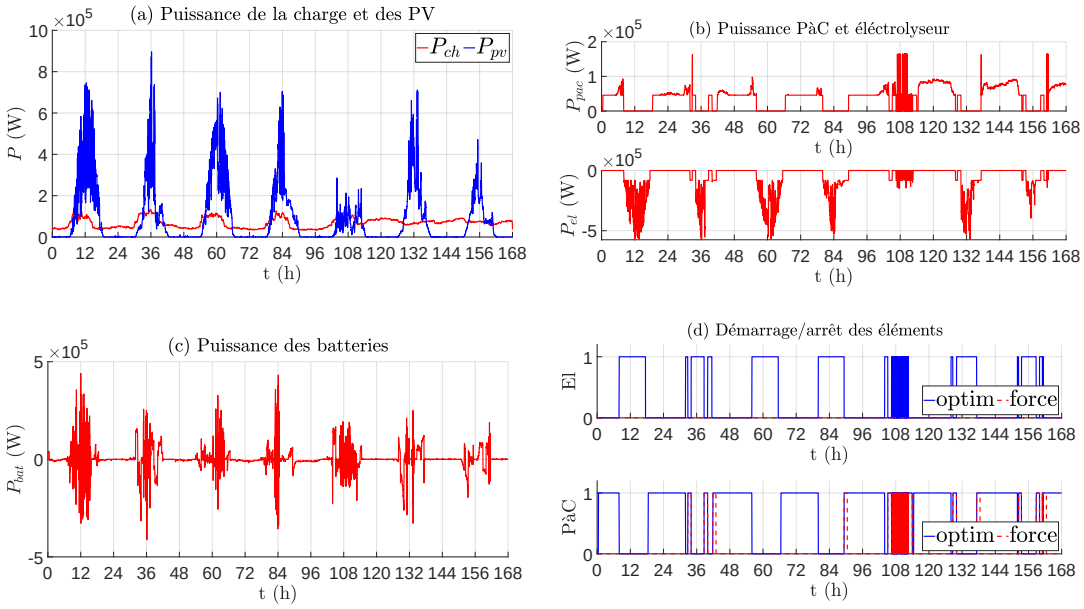


FIGURE 4.12 – Semaine 2, test sans mise à jour SoC* = SoC(1, k) : (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC

figure 4.13 (b)) sur toute la semaine pour une utilisation de la PàC sur 6617min avec 175 démarrages, et 171 démarrages forcés qui ont parfois provoqué un arrêt de l'électrolyseur, et une utilisation de l'électrolyseur sur 3258min avec 173 démarrages, dont 0 démarrage forcé (cf. tableau 4.2 pour le résumé des différents KPI de chaque cas d'étude). De même que pour le test précédent, ce plan d'engagement n'est pas optimal pour cette semaine car il entraîne de multiples démarrages forcés de la PàC et de l'électrolyseur, et ne permet pas de respecter la durée minimale de fonctionnement de ces éléments.

4.5.1.3 Test de la semaine 3, sans mise à jour de la planification et sans SoC de référence

Dans cette configuration, le plan d'engagement défini sur une journée avec peu d'ensoleillement montre (cf. Fig. 4.14) :

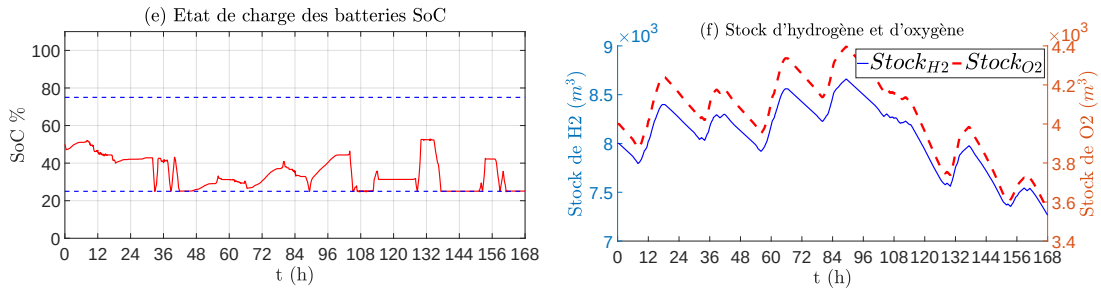


FIGURE 4.13 – Semaine 2, test sans mise à jour SoC* = SoC(1, k) : (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm

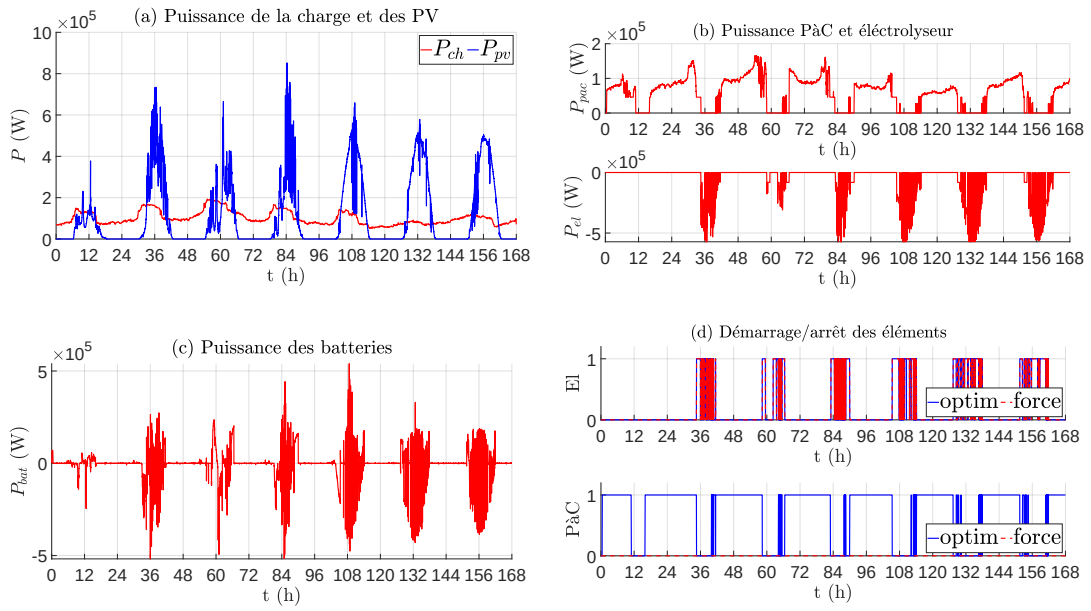


FIGURE 4.14 – Semaine 3, test sans mise à jour $\text{SoC}^* = \text{SoC}(1, \text{k})$: (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC

— que la PàC est utilisée lorsque que la puissance nécessaire pour alimenter la charge est supérieure à sa puissance minimale de fonctionnement (durant la nuit, en début de journée et en fin de journée),

— que l'électrolyseur n'est pas utilisé, car la puissance produite par les PV n'est pas suffisante (durant la journée).

Ici le niveau de charge des batteries fluctue entre 39 et 76% (cf. figure 4.15 (a)), ce qui entraîne plusieurs démarrages forcés de l'électrolyseur (figure 4.14), avec de multiples démarrages forcés durant la

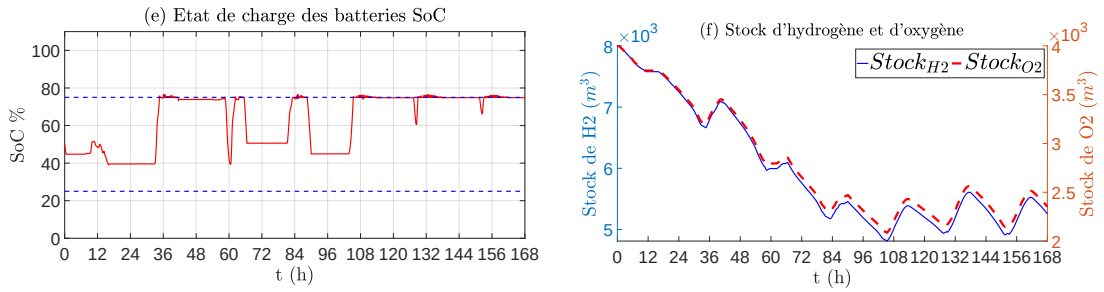


FIGURE 4.15 – Semaine 3, test sans mise à jour $\text{SoC}^* = \text{SoC}(1, \text{k})$: (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm

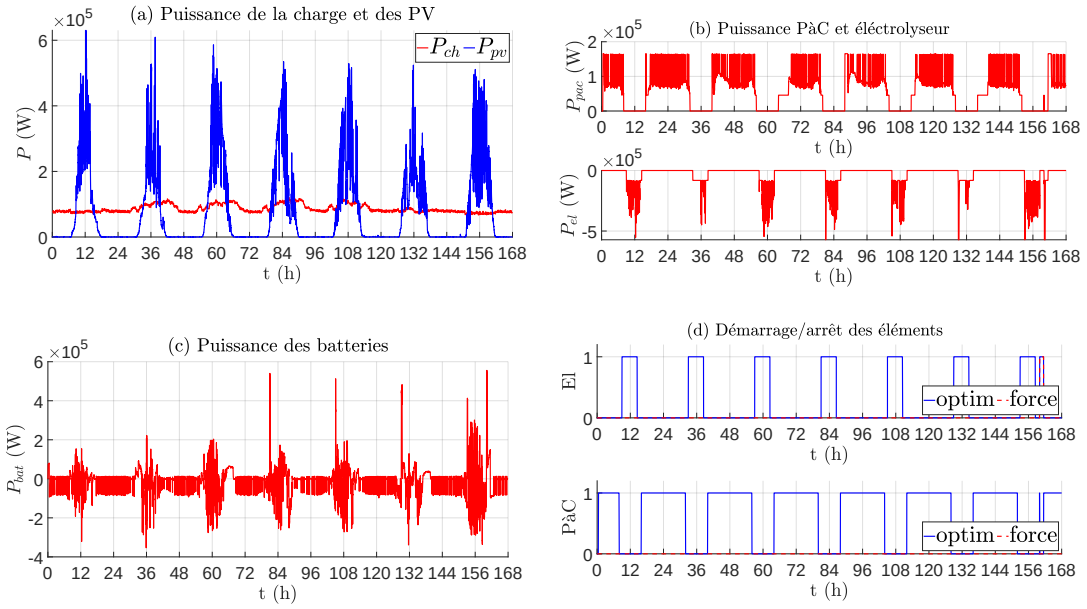


FIGURE 4.16 – Semaine 1, test sans mise à jour SoC* = 50% : (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC

journée à partir du deuxième jour. Avec un tel plan d'engagement, la consommation d'hydrogène est de 2743 m^3 (cf. figure 4.15 (b)) sur toute la semaine, pour une utilisation de la PàC sur 6928min avec 179 démarrages, et 0 démarrage forcé, et une utilisation de l'électrolyseur sur 2568min avec 360 démarrages dont 359 démarrages forcés, qui ont parfois provoqué un arrêt de la PàC (cf. tableau 4.2 pour le résumé des différents KPI de chaque cas d'étude). Ce plan d'engagement n'est toujours pas optimal pour cette semaine car il entraîne de multiples démarrages forcés de la PàC et de l'électrolyseur, et ne permet pas de respecter la durée minimale de fonctionnement de ces éléments.

Suite aux différents tests effectués sur les différentes semaines sans mise à jour du plan d'engagement et avec un SoC libre, il peut être conclu que cette stratégie n'est pas optimale car elle entraîne des démarrages et des arrêts forcés de la PàC et de l'électrolyseur, ne permettant pas de respecter les contraintes de durée de fonctionnement. Cette stratégie doit donc être améliorée.

4.5.1.4 Test de la semaine 1, sans mise à jour de la planification et un SoC de référence de 50%

Avec un SoC de référence de 50%, le plan d'engagement défini sur une journée ensoleillée montre (cf. Fig. 4.17) :

— que la PàC est utilisée lorsque que la puissance nécessaire pour alimenter la charge est supérieure à sa puissance minimale de fonctionnement (durant la nuit, en début de journée et en fin de journée),

— que l'électrolyseur est utilisé à sa puissance minimale lorsque la puissance produite par les PV est suffisante (durant la journée).

Il est observé ici que le niveau de charge des batteries fluctue entre 26 et 75% (cf. figure 4.17 (a)). Ce plan d'engagement entraîne un démarrage forcé de l'électrolyseur (figure 4.17 entre 156 et 168h). Avec un tel plan d'engagement, la consommation d'hydrogène est de 2972 m^3 (cf. figure 4.17 (b)) sur toute la semaine pour une utilisation de la PàC sur 6604min, avec 9 démarrages et 0 démarrage forcé, et une utilisation de l'électrolyseur sur 2396min, avec 8 démarrages dont 1 démarrage forcé qui provoque un arrêt de la PàC (cf. tableau 4.2 pour le résumé des différents KPI de chaque cas d'étude). Ce plan d'engagement n'est toujours pas optimal pour cette semaine car il entraîne un démarrage forcé de l'électrolyseur. Le plan d'engagement est donc amélioré mais pas encore totalement optimal.

4.5.1.5 Test de la semaine 2, sans mise à jour de la planification et un SoC de référence a 50%

Encore une fois, le plan d'engagement défini sur une journée ensoleillée montre (cf. Fig. 4.19) :

— que la PàC est utilisée lorsque que la puissance nécessaire pour alimenter la charge est supérieure à sa puissance minimale de fonctionnement (durant la nuit, en début de journée et en fin de journée),

— que l'électrolyseur est utilisé à sa puissance minimale lorsque la puissance produite par les PV est suffisante (durant la journée).

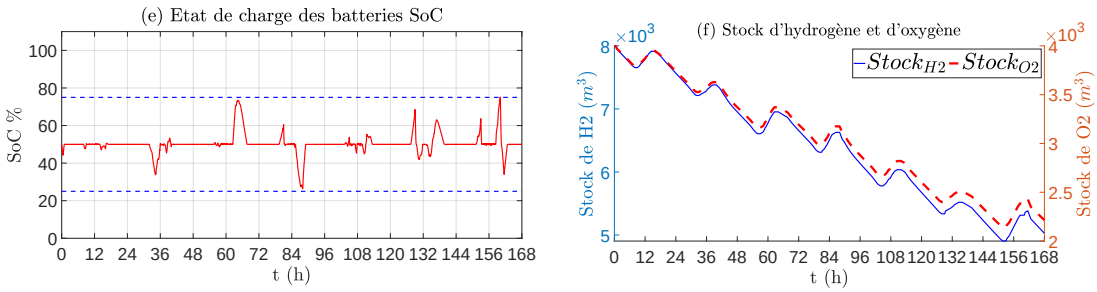


FIGURE 4.17 – Semaine 1, test sans mise à jour SoC* = 50% : (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm

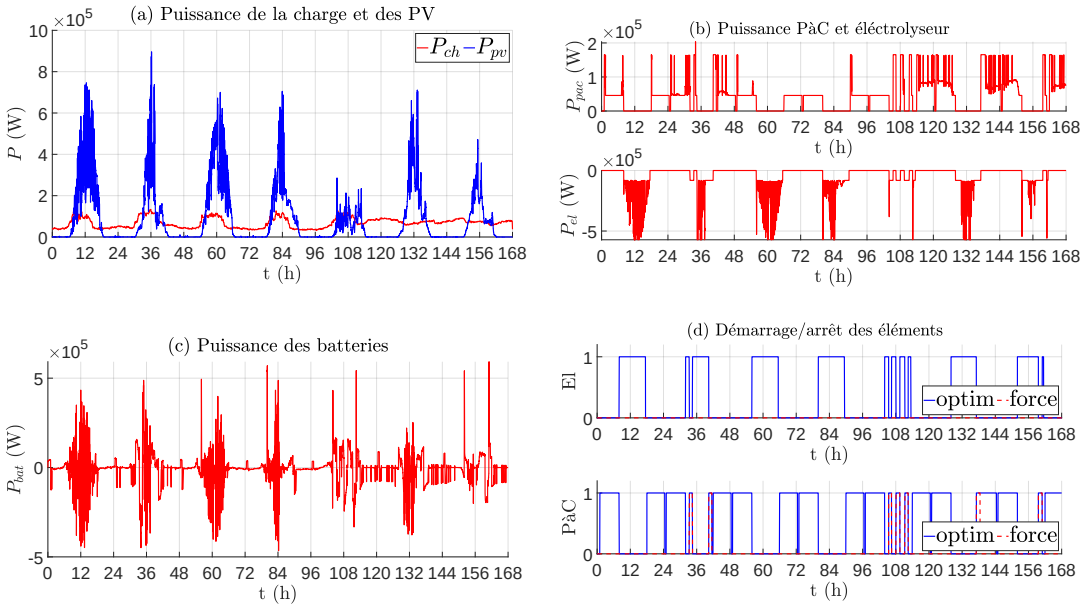


FIGURE 4.18 – Semaine 2, test sans mise à jour SoC* = 50% : (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC

Par ailleurs, le niveau de charge des batteries fluctue entre 25 et 72% (cf. figure 4.19 (a)). Ce plan d'engagement entraîne plusieurs démarrages forcés de la PàC, afin de ramener le niveau de charge des batteries à 50% (figure 4.19) lors des journées où l'irradiance est faible et que les batteries doivent alimenter l'électrolyseur pour le maintenir en fonctionnement. Avec un tel plan d'engagement, la consommation d'hydrogène est de 1131,4 m³ (cf. figure 4.19 (b)) sur toute la semaine, pour une utilisation de la PàC sur 6129min, avec 14 démarrages et 7 démarrages forcés qui entraînent un arrêt de l'électrolyseur, et une utilisation de l'électrolyseur sur 3530min, avec 12 démarrages dont 0 démarrage forcé (cf. tableau 4.2 pour le résumé des différents KPI de chaque cas d'étude). Ce plan d'engagement n'est toujours pas optimal pour cette semaine car il entraîne toujours des démarrages forcés de la PàC.

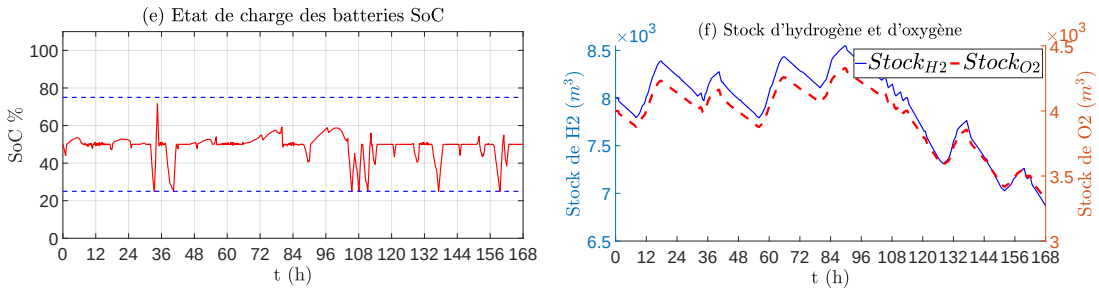


FIGURE 4.19 – Semaine 2, test sans mise à jour SoC* = 50% : (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm

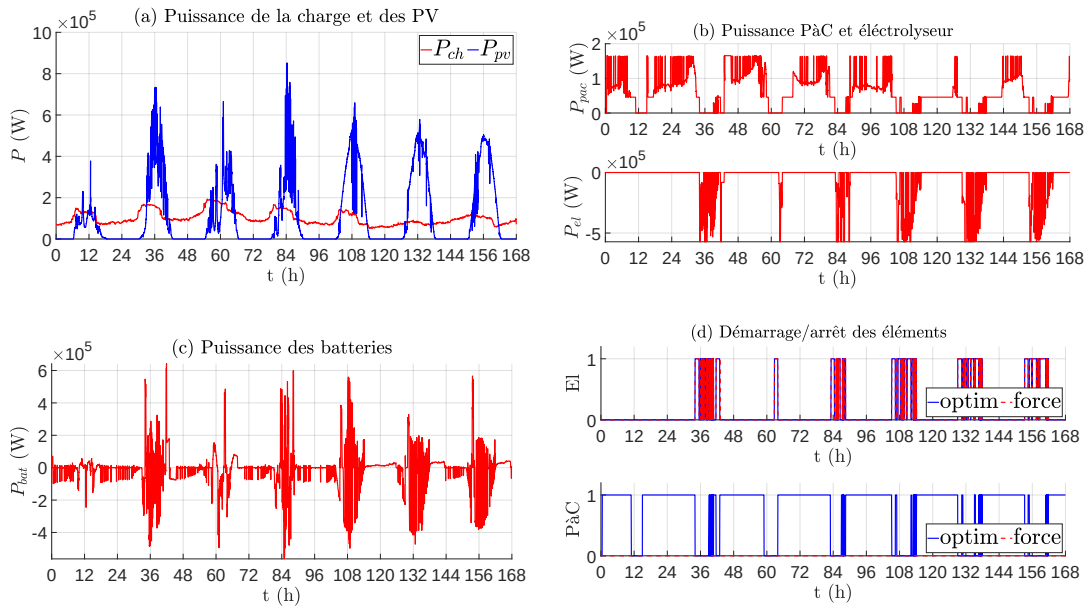


FIGURE 4.20 – Semaine 3, test sans mise à jour SoC* = 50% : (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC

4.5.1.6 Test de la semaine 3, sans mise à jour de la planification et un SoC de référence a 50%

Sur une journée avec peu d'ensoleillement, le plan d'engagement défini avec un SoC de référence de 50% montre (cf. Fig. 4.21) :

— que la PàC est utilisée lorsque que la puissance nécessaire pour alimenter la charge est supérieure à sa puissance minimale de fonctionnement (durant la nuit, en début de journée et en fin de journée),

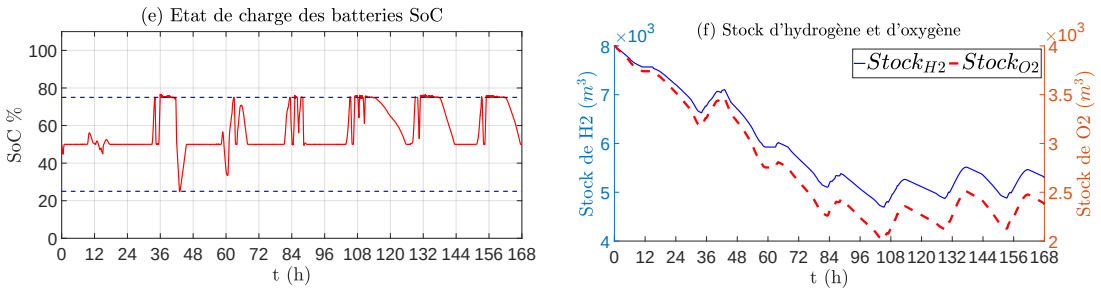


FIGURE 4.21 – Semaine 3, test sans mise à jour SoC* = 50% : (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm

— que l'électrolyseur n'est pas utilisé car la puissance produite par les PV n'est pas suffisante (durant la journée).

Le niveau de charge des batteries fluctue entre 25 et 76% (cf. figure 4.21 (a)). Ce plan d'engagement entraîne plusieurs démarrages forcés de l'électrolyseur afin de ramener le niveau de charge des batteries à 50% (figure 4.21). Avec un tel plan d'engagement, la consommation d'hydrogène est de 2701,4 m^3 (cf. figure 4.21 (b)) sur toute la semaine, pour une utilisation de la PàC sur 6103min avec 155 démarrages, et une utilisation de l'électrolyseur sur 2054min avec 199 démarrages, dont 199 démarrages forcés qui entraînent un arrêt de la PàC (cf. tableau 4.2 pour le résumé des différents KPI de chaque cas d'étude). Ce plan d'engagement n'est toujours pas optimal pour cette semaine car il entraîne toujours des démarrages forcés de l'électrolyseur.

Suite au différent tests effectués sans mise à jour du plan d'engagement, et avec un SoC de référence de 50%, il peut être conclu que ce plan d'engagement n'est pas optimal (démarrages et des arrêts forcés de la PàC et de l'électrolyseur). Ces démarrages et arrêts forcés sont dus à un mauvais plan d'engagement toute au long de la semaine, qui amènent les batteries à un niveau de charge trop élevé ou trop faible en dehors des limites de SoC.

Ces démarrages et arrêts forcés peuvent être évités par une mise à jour du plan d'engagement.

4.5.2 Tests avec mise à jour de la planification

4.5.2.1 Test de la semaine 1, avec mise à jour de la planification toute les 30mins et sans SoC de référence

Avec une mise à jour du plan d'engagement et sans SoC de référence, il est observé sur les figures 4.22 que le SoC de la batterie fluctue entre 25 et 76%, ce qui entraîne des démarrages forcés de la PàC et de l'électrolyseur. La consommation d'hydrogène est de 2905,6 m^3 (cf. figure 4.23 (b)) sur toute la semaine, pour une utilisation de la PàC sur 6601min, avec 24 démarrages dont 1 démarrage forcé qui provoque un arrêt de l'électrolyseur, et une utilisation de l'électrolyseur sur 2519min, avec 23 démarrages dont 16 démarrages forcés qui entraîne un arrêt de la PàC (cf. tableau 4.2 pour le résumé des différents KPI de chaque cas d'étude). La mise à jour du plan d'engagement permet donc de diminuer le nombre de démarrages forcés de la PàC et de l'électrolyseur mais ceux-ci sont toujours présents.

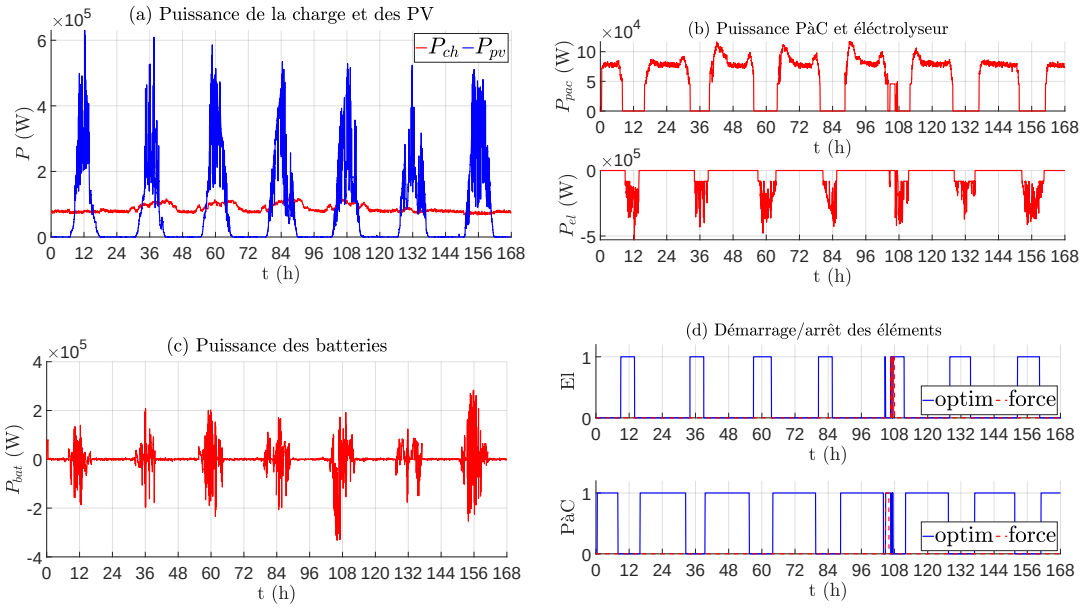


FIGURE 4.22 – Semaine 1, test avec mise à jour SoC* = SoC(1, k) : (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC

4.5.2.2 Test de la semaine 2, avec mise à jour de la planification toute les 30mins et sans SoC de référence

Toujours avec une mise à jour du plan d'engagement et sans SoC de référence, il est observé sur les figures 4.24 que le SoC de la batterie fluctue entre 31 et 75%. La mise à jour du plan d'engagement permet de réagir et de ne pas forcer le démarrage de la PàC et de l'électrolyseur. La consommation d'hydrogène est de 670,86 m³ (cf. figure 4.25 (b)) sur toute la semaine, pour une utilisation de la PàC sur 6690min, avec 8 démarrages, et une utilisation de l'électrolyseur sur 2730min avec 7 démarrages (cf. tableau 4.2 pour le résumé des différents KPI de chaque cas d'étude). Dans le cas de cette semaine, la mise à jour du plan d'engagement permet donc de stabiliser l'utilisation de la PàC et de l'électrolyseur.

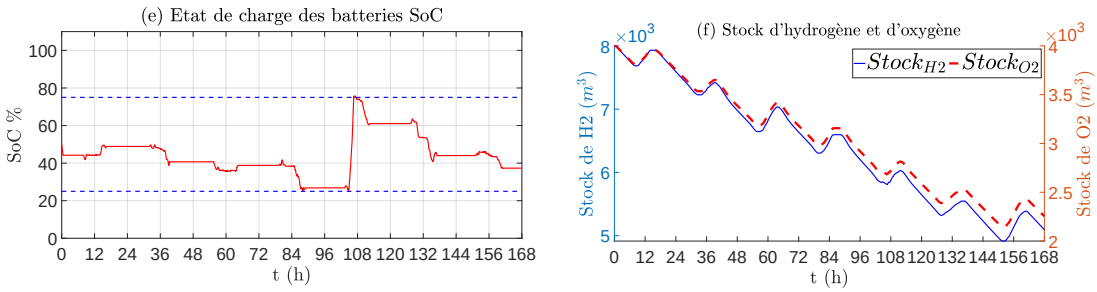


FIGURE 4.23 – Semaine 1, test avec mise à jour SoC* = SoC(1, k) : (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm

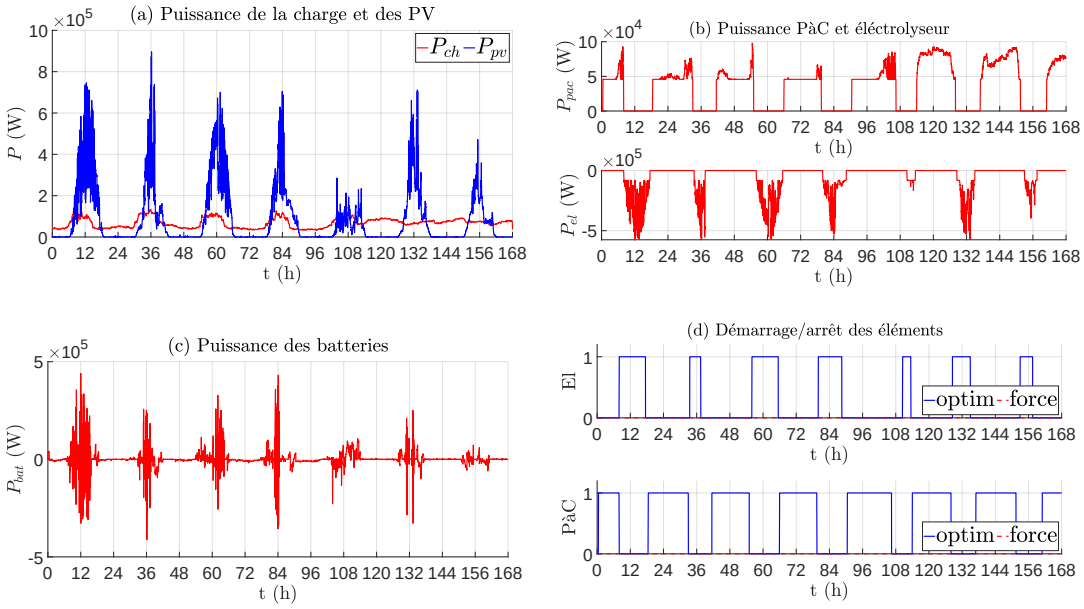


FIGURE 4.24 – Semaine 2, test avec mise à jour SoC* = SoC(1, k) : (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC

4.5.2.3 Test de la semaine 3, avec mise à jour de la planification toute les 30mins et sans SoC de référence

Toujours avec une mise à jour du plan d'engagement et sans SoC de référence, il est observé sur les figures 4.26 que le SoC de la batterie fluctue entre 26 et 51%. La mise à jour du plan d'engagement permet encore de réagir et de ne pas forcer le démarrage de la PàC et de l'électrolyseur. La consommation d'hydrogène est de 2678,3 m^3 (cf. figure 4.27 (b)) sur toute la semaine, pour une utilisation de la PàC sur 6690min, avec 8 démarrages, et une utilisation de l'électrolyseur sur 2610min, avec 6 démarrages (cf. tableau 4.2 pour le résumé des différents KPI de chaque cas d'étude). Dans le cas de cette semaine, la mise à jour du plan d'engagement permet encore de stabiliser l'utilisation de la PàC et de l'électrolyseur.

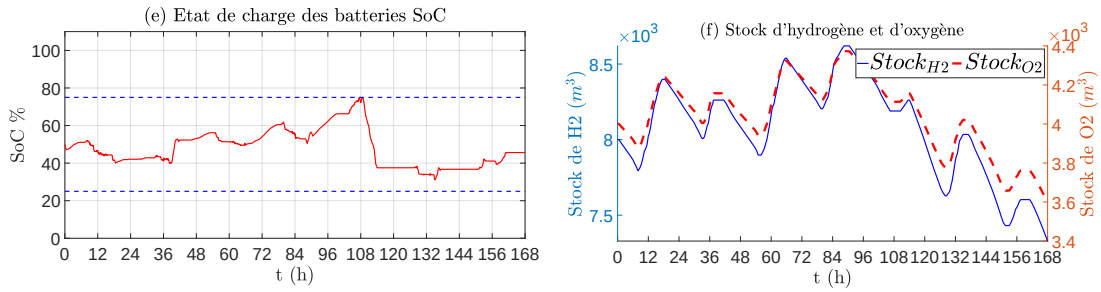


FIGURE 4.25 – Semaine 2, test avec mise à jour SoC* = SoC(1, k) : (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm

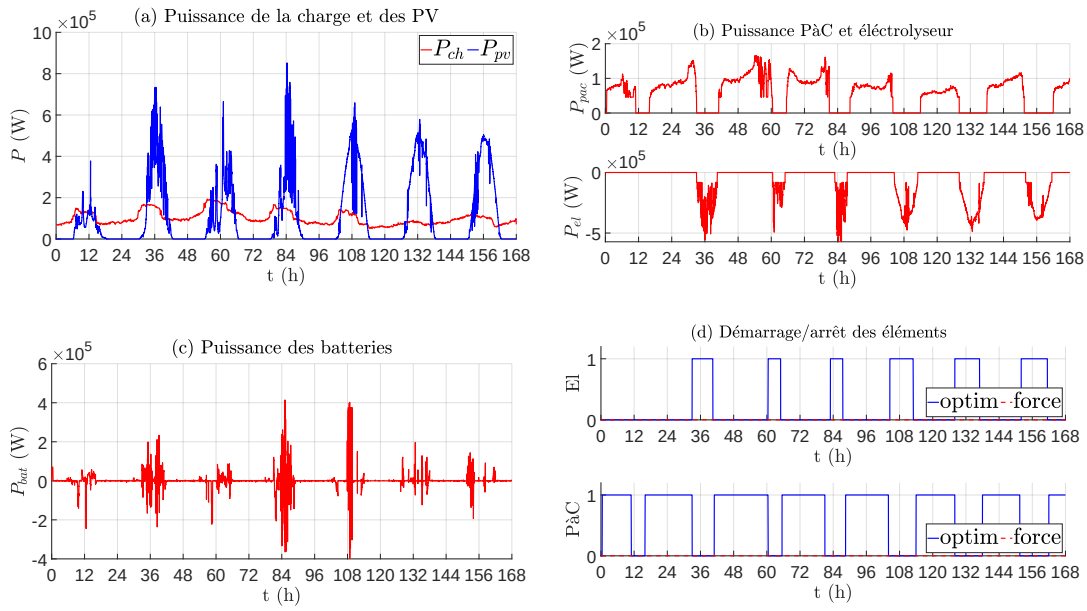


FIGURE 4.26 – Semaine 3, test avec mise à jour SoC* = SoC(1, k) : (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC

4.5.2.4 Test de la semaine 1, avec mise à jour de la planification toute les 30mins et avec SoC de référence à 50%

Avec une mise à jour du plan d'engagement et un SoC de référence à 50%, il est observé sur les figures 4.28 que le SoC de la batterie fluctue entre 40 et 58%. La mise à jour du plan d'engagement et le SoC de référence permettent dans le cas de cette semaine de réagir et de ne pas forcer le démarrage de la PàC et de l'électrolyseur. La consommation d'hydrogène est de 3018,4 m³ (cf. figure 4.29 (b)) sur toute la semaine, pour une utilisation de la PàC sur 6690min, avec 8 démarrages, et une utilisation de l'électrolyseur sur 2580min, avec 7 démarrages (cf. tableau 4.2 pour le résumé des différents KPI de

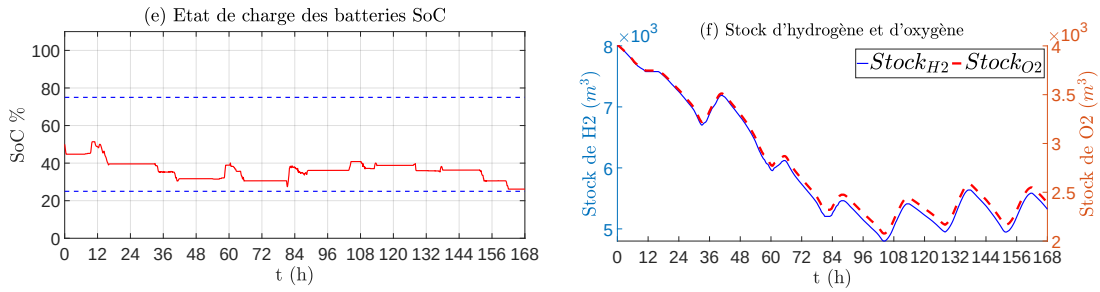


FIGURE 4.27 – Semaine 3, test avec mise à jour SoC* = SoC(1, k) : (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm

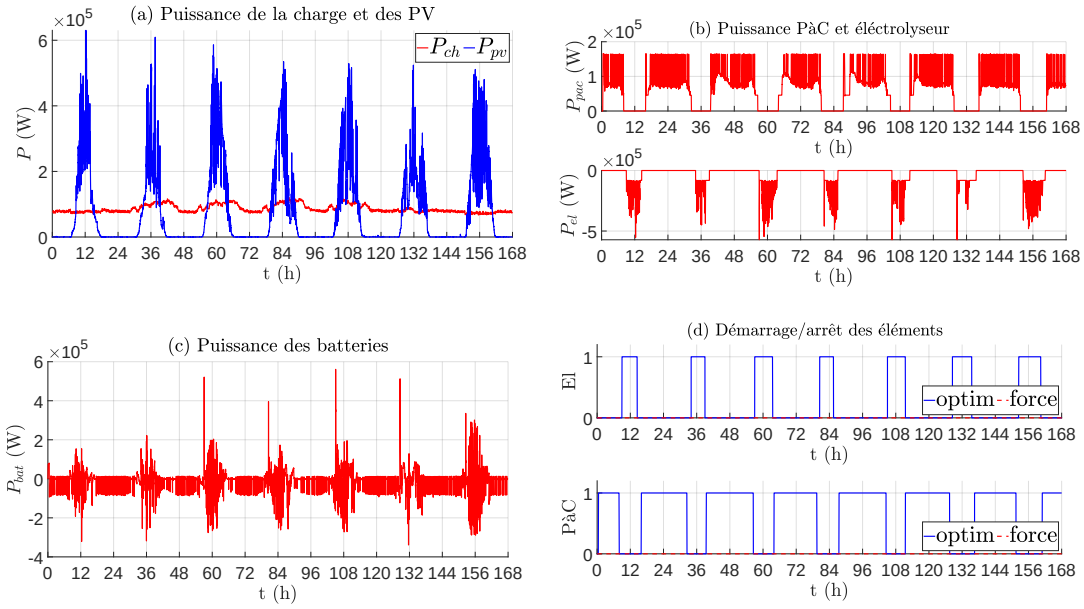


FIGURE 4.28 – Semaine 1, test avec mise à jour SoC* = 50% : (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC

chaque cas d'étude). L'ajout d'un SoC de référence dans le problème d'optimisation a permis de stabiliser le plan d'engagement et de na pas forcer le démarrage de la PàC et de l'électrolyseur pour cette semaine.

4.5.2.5 Test de la semaine 2, avec mise à jour de la planification toute les 30mins et avec SoC de référence à 50%

Avec une mise à jour du plan d'engagement et un SoC de référence à 50%, il est observé sur les figures 4.30 que le SoC de la batterie fluctue entre 25 et 62%. Le plan d'engagement reste stable dans le cas de cette semaine avec un SoC de référence à 50%. La consommation d'hydrogène est de 789,36 m^3 (cf. figure 4.31 (b)) sur toute la semaine pour une utilisation de la PàC sur 6150min, avec 9 démarrages,

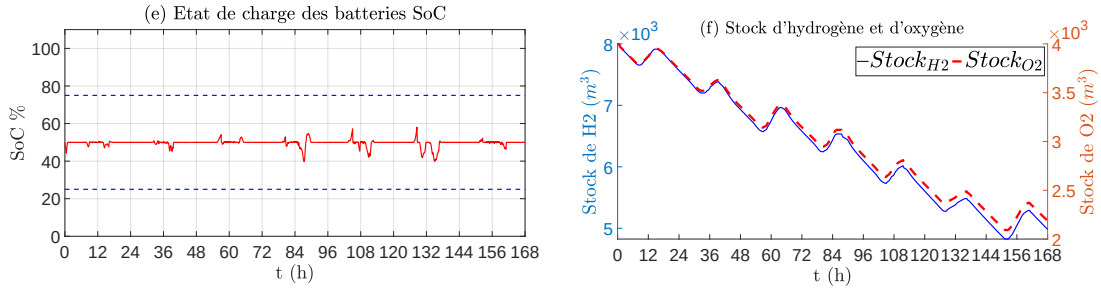


FIGURE 4.29 – Semaine 1, test avec mise à jour SoC* = 50% : (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm

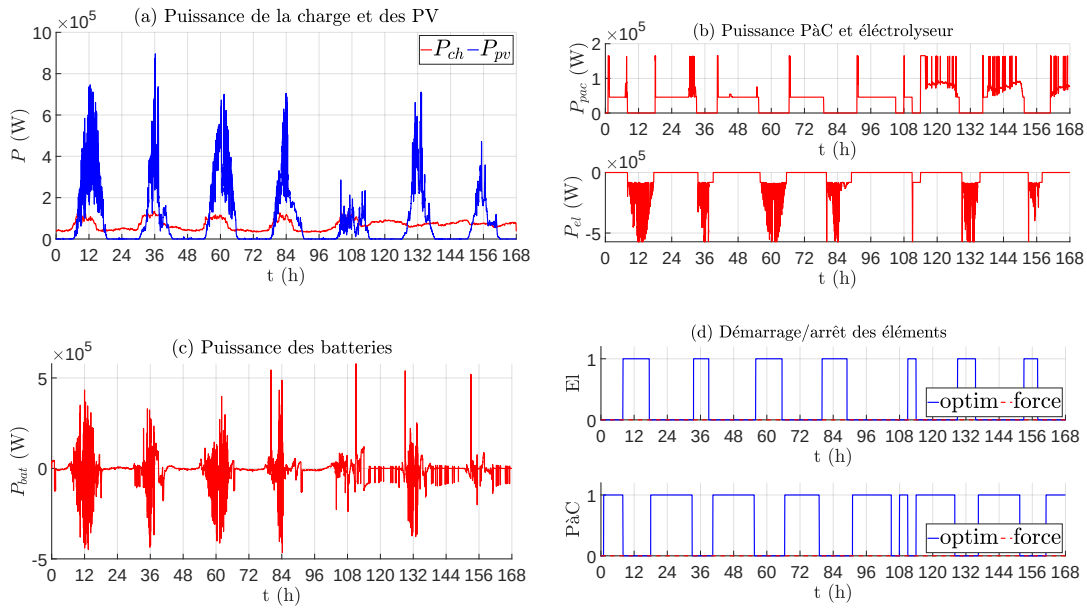


FIGURE 4.30 – Semaine 2, test avec mise à jour SoC* = 50% : (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC

et une utilisation de l'électrolyseur sur 2880min, avec 7 démarrages (cf. tableau 4.2 pour le résumé des différents KPI de chaque cas d'étude). L'ajout d'un SoC de référence dans le problème d'optimisation n'a pas considérablement augmenté la consommation d'hydrogène et le temps d'utilisation de la PàC et de l'électrolyseur.

4.5.2.6 Test de la semaine 3, avec mise à jour de la planification toute les 30mins et avec SoC de référence à 50%

Avec une mise à jour du plan d'engagement et un SoC de référence à 50%, il est observé sur les figures 4.32 que le SoC de la batterie fluctue entre 44 et 58%. Le plan d'engagement reste stable dans

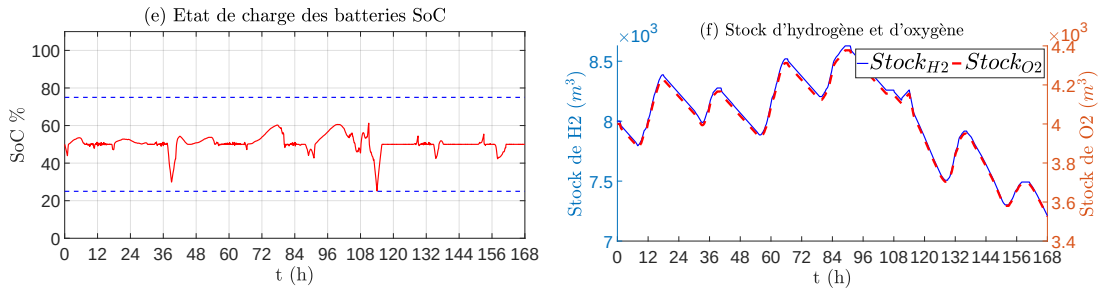


FIGURE 4.31 – Semaine 2, test avec mise à jour SoC* = 50% : (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm

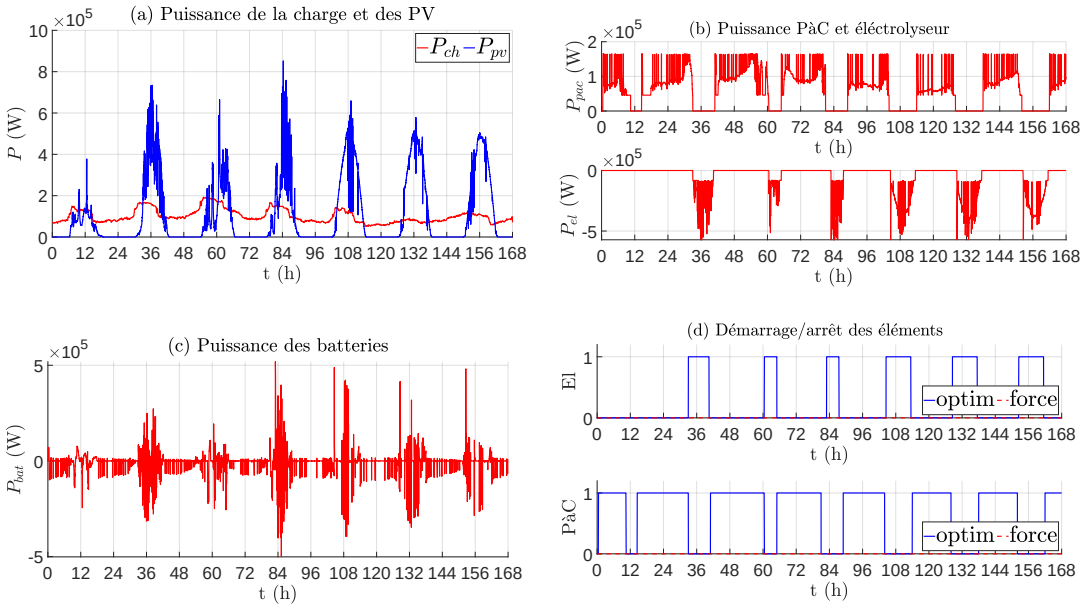


FIGURE 4.32 – Semaine 3, test avec mise à jour SoC* = 50% : (a) Puissance de la Consommation et des PV, (b) Puissance de l'électrolyseur et de la PàC, (c) Puissance des batteries et (d) démarrage/arrêt de l'électrolyseur et de la PàC

le cas de cette semaine avec un SoC de référence à 50%. La consommation d'hydrogène est de 2905 m³ (cf. figure 4.33 (b)) sur toute la semaine, pour une utilisation de la PàC sur 6780min, avec 8 démarrages, et une utilisation de l'électrolyseur sur 2610min, avec 6 démarrages (cf. tableau 4.2 pour le résumé des différents KPI de chaque cas d'étude). De même que pour le test précédent, l'ajout d'un SoC de référence dans le problème d'optimisation n'a pas considérablement augmenté la consommation d'hydrogène et le temps d'utilisation de la PàC et de l'électrolyseur.

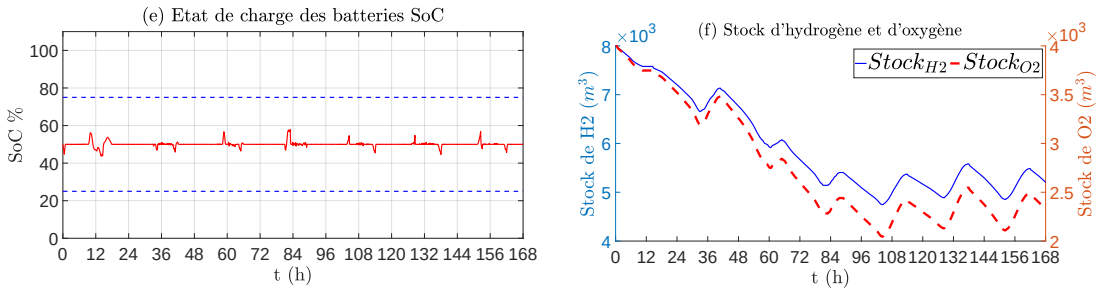


FIGURE 4.33 – Semaine 3, test avec mise à jour SoC* = 50% : (a) SoC des batteries, (b) stock d'hydrogène et d'oxygène à Patm

Table 4.1 – Cas d'étude de la planification

Sans mise à jour, horizon de planification : 24h, SoCref = 50%	Cas 1 (C1)
Sans mise à jour, horizon de planification : 24h, SoCref = SoC	Cas 2 (C2)
Avec mise à jour toutes les 30mins, horizon de planification : 6h, SoCref = 50%	Cac 3 (C3)
Avec mise à jour toutes les 30mins, horizon de planification : 6h, SoCref = SoC	Cas 4 (C4)

Table 4.2 – Résumé des KPI

		KPI1	KPI2	KPI3	KPI4	KPI5	KPI6	KPI7	KPI8	KPI9	KPI10
C1	S1	-2972	26	75	50	6604	9	0	2396	8	1
	S2	-1131	25	72	50	6129	14	7	3530	12	0
	S3	-2701	25	77	50	6103	155	0	2054	199	199
C2	S1	-2967	29	75	74,8	6576	41	0	2398	57	51
	S2	-735	25	53	25	6617	175	171	3258	173	0
	S3	-2743	39	77	74,8	6928	179	0	2568	360	359
C3	S1	-3018	40	58	50	6690	8	0	2580	7	0
	S2	-789	25	61	50	6150	9	0	2880	7	0
	S3	-2906	44	58	50	6780	8	0	2610	6	0
C4	S1	-2906	25	76	37,3	6601	24	1	2519	23	16
	S2	-671	31	75	45,6	6030	8	0	2730	7	0
	S3	-2678	26	51	26,17	6690	8	0	2610	6	0

4.5.3 Synthèse

Le tableau 4.2 résume les différents KPI de chaque cas d'étude. Pour rappel, les différents cas d'étude sont disponibles dans le tableau 4.1 et les KPI sont les suivants :

- Consommation / Production d'hydrogène (m^3) (KPI1)
- Seuil bas du niveau de charge des batteries (%) (KPI2)
- Seuil haut du niveau de charge des batteries (%) (KPI3)
- Niveau de charge des batteries en fin de semaine (KPI4)
- Durée de fonctionnement de la PàC (minute) (KPI5)
- Nombre de démarrages/arrêts de la PàC (KPI6)
- Nombre de démarrages/arrêts forcés de la PàC (KPI7)
- Durée de fonctionnement de l'électrolyseur (minute) (KPI8)
- Nombre de démarrages/arrêts de l'électrolyseur (KPI9)
- Nombre de démarrages/arrêts forcés de l'électrolyseur (KPI10)

La stratégie avec les SoC de référence à 50% et une mise à jour du plan d'engagement toutes les 30 min donne de meilleurs résultats. En effet, sur les trois types de semaines choisies, aucun démarrage forcé de la PàC et de l'électrolyseur n'a été relevé et le SoC des batteries est maintenu jusque la fin de semaine à 50%. La consommation d'hydrogène n'augmente pas avec cette stratégie. Les démarrages forcés, donc non planifiés, entraînent un non respect des différentes conditions de fonctionnement citées dans le chapitre 2, à savoir : durée de fonctionnement et nombre de démarrages arrêts, ce qui entraine le vieillissement prématuré du système. De plus, maintenir les batteries à niveau de charge constant permet

d'éviter les décharges profondes et les niveaux trop élevés qui pourraient les détériorer.

L'absence de démarrage forcé et le maintien des batteries à un état de charge constant montre donc l'efficacité de cette stratégie pour respecter les conditions opératoires du système, et pour éviter les dégradations liées à une mauvaise utilisation de la PàC et de l'électrolyseur.

4.6 Conclusion

Ce chapitre porte sur le développement de la couche anticipative. Cette couche anticipative, basée sur un problème d'optimisation MIQP, définit un plan d'engagement pour l'utilisation de la PàC et de l'électrolyseur. Ce problème d'optimisation prend en compte les contraintes de fonctionnement de la PàC et de l'électrolyseur, telles que les durées minimales d'arrêt et de fonctionnement et les puissances minimale et maximale de ces éléments.

Dans un premier temps, l'intérêt de la planification est présenté afin de comprendre le rôle de la couche anticipative dans le SGE. Puis les méthodes et outils utilisés pour le développement de cette couche sont présentés. Les équations du modèle utilisé dans le problème d'optimisation ainsi que les contraintes imposées sont détaillées. Le choix de la fonction objectif minimisée lors de la résolution du problème est développé et celle-ci est écrite.

Dans un second temps, les puissances minimales et maximales imposées à la PàC et à l'électrolyseur sont déterminées afin de les intégrer au problème d'optimisation. De plus, pour pouvoir contraindre les stocks d'hydrogène et d'oxygène, les débits d'hydrogène et d'oxygène sont déterminés en fonction de la puissance à partir d'équations polynomiales d'ordre 1. Ces équations sont ensuite intégrées au problème d'optimisation.

Dans un dernier temps, les résultats de la simulation des couches réactive et anticipative sont présentés (cf. tableau 4.2 pour le résumé des différents KPI de chaque cas d'étude). Plusieurs tests ont été effectués :

— sans mise à jour sur 3 semaines différentes, avec et sans SoC de référence
— avec mise à jour sur 3 semaines différentes, avec et sans SoC de référence

Ces différents tests ont montré que le problème d'optimisation permet d'obtenir un meilleur plan d'engagement pour les différentes semaines lorsque celui-ci est mis à jour toutes les 30min, avec un horizon d'optimisation et de prévision de 6h, et que le SoC de référence est fixé à 50%. En effet, lorsque le plan d'engagement n'est pas mis à jour, cela entraîne de multiple démarrages forcés de la PàC et de l'électrolyseur. De plus, lorsque la charge et la décharge des batteries sont laissées libres, et que le plan d'engagement est mis à jour, le nombre de démarrages forcés de la PàC et de l'électrolyseur est diminué, mais toujours présent dans certains cas. L'ajout d'un SoC de référence à 50 % permet de ne plus avoir de démarrage forcé sur les 3 semaines testées. La stratégie avec SoC de référence à 50 % est donc retenue pour sa capacité à éviter les démarrages et arrêts forcés de la PàC et de l'électrolyseur, ainsi que sa capacité à maintenir les batteries à un niveau de charge permettant d'assurer un minimum d'énergie en stock.

Conclusion générale

Cette thèse a porté sur le développement d'un SGE pour un MR hybride, afin de favoriser l'intégration de l'énergie solaire par le biais d'un système de stockage utilisant le vecteur hydrogène. Prometteur pour son utilisation dans les systèmes électriques, l'hydrogène peut être produit par électrolyse de l'eau, avec des systèmes électrolyseurs alimentés par de l'énergie solaire. Stocké sous forme gazeuse, liquide ou solide, sa conversion en énergie électrique repose sur des systèmes PàC.

Au terme d'un état de l'art sur les vecteurs d'énergie, les stratégies de gestion de l'énergie (SGE) mises en œuvre dans la littérature et les commandes les plus utilisées, le premier chapitre a permis de sélectionner les éléments composant le MR modélisé, les méthodes développées pour la gestion et la structure du SGE. La source d'énergie choisie pour cette étude est l'énergie solaire, abondante sur l'île de La Réunion [1]. La conversion photovoltaïque de la ressource solaire [2] est combinée à une chaîne hydrogène et à des batteries. Constituée d'un électrolyseur pour la production d'hydrogène par conversion électrochimique, d'un réservoir pour le stockage et d'une PàC pour la conversion chimique/électrique, la chaîne hydrogène sert de stockage long terme. Les batteries sont quant à elle utilisées comme stockage court terme, mais aussi comme élément limitant les variations de courant sur la PàC et l'électrolyseur. L'association de ces quatre éléments de conversion et de stockage permet de gérer l'équilibre entre production et consommation, en assurant l'alimentation de la charge lors des périodes de faible ensoleillement, et le stockage de l'excédent de production lors des périodes de faible consommation.

Cependant, la fiabilité et la durée de vie des systèmes électrolyseurs et PàC dépendent des conditions de fonctionnement, et leur performance dépend directement des temps de réponse des auxiliaires (régulateurs de débit, de pression, etc.) qui assurent la gestion des débits de réactifs (hydrogène pour la PàC et eau pure pour l'électrolyseur). De plus, un fonctionnement à forte puissance ou à faible puissance durant des temps courts peuvent provoquer la dégradation des composants des systèmes électrolyseurs et PàC, voire leur vieillissement prématuré. L'hybridation de systèmes électrolyseurs et PàC avec des

1. « La durée d'insolation est quasiment stable tout au long de l'année, variant de 6,9 h à 7,3 h en moyenne, pour une durée maximale théorique variant de 10,9 h à 13,1 h. » - Atlas climatique de La Réunion

2. 1330 h équivalent pleine puissance par an - BER

batteries permet de prendre en compte les différentes contraintes opératoires pour améliorer la fiabilité et optimiser la durée de vie de l'ensemble de ces éléments.

C'est le SGE, composé de 3 couches à échelle de temps multiple, qui permet de respecter les contraintes de fonctionnement de chaque élément. La première couche, appelée couche anticipative, est utilisée pour établir un plan d'engagement des éléments de la chaîne H2, une planification de l'utilisation qui se traduit par des consignes de marche-arrêt compatibles avec la durée minimum de fonctionnement et la puissance minimale de fonctionnement de ces éléments. La couche intermédiaire, appelée couche réactive, utilise une commande eMPC pour définir les consignes en courant des batteries, et une commande eMPC pour définir les consignes en courant des éléments de la chaîne H2 dans les plages de marche-arrêt. La couche inférieure, appelée couche locale, utilise un régulateur de type IP afin d'assurer le suivi des consignes en courant définies par la couche intermédiaire. Les batteries ont pour principal rôle de maintenir la tension du bus DC à sa référence. La chaîne H2 est utilisée pour maintenir la charge des batteries proches de sa référence, en prenant en compte les contraintes de temps de réponse et de limite en puissance de ces deux éléments. Le système PV est quant à lui piloté par un algorithme MPPT de type *Perturb & Observ*. Le courant de charge étant un paramètre non mesuré du système, la différence entre celui-ci et le courant PV injecté sur le bus DC est estimé par le biais d'un filtre de Kalman sous-optimal.

Pour le développement des stratégies de commande à base de modèles (couche réactive et couche anticipative), le choix du niveau de modélisation a été fait en fonction de la précision requise et des contraintes de linéarité imposées par la formulation du problème d'optimisation. Pour la couche réactive, le choix s'est porté sur un modèle linéarisé de niveau 3 qui permet l'intégration des équations dans une MPC linéaire. Pour la couche anticipative, le bilan de puissance du système est utilisé pour écrire un problème d'optimisation sous contraintes.

Les tests en simulation de la stratégie de commande des couches locale et réactive ont permis de montrer la capacité des commandes eMPC à maintenir la tension du bus DC à sa valeur de référence, tout en respectant les différentes contraintes de chaque élément du système. Afin de montrer les performances de ces deux couches pour différentes conditions opératoires, plusieurs tests ont été effectués : les batteries en mode charge, les batteries en mode décharge et les batteries maintenues à un niveau de SoC constant, avec et sans le système PV. Les tests en simulation ont été reproduits sur un banc d'essais de type PHIL pour des tests en temps réel. Les résultats des tests en ligne sont conformes aux résultats obtenus en simulation, ce qui permet de valider les performances de ces stratégies pour le pilotage de systèmes réels.

La dernière couche met en œuvre un problème d'optimisation qui prend la forme d'un MIQP intégrant les contraintes du système. Les tests des couches anticipative et réactive réalisés en simulation

ont montré la capacité du SGE à définir un plan d'engagement pour le démarrage de la PàC et de l'électrolyseur. En partant de l'hypothèse que les prévisions de la charge, de l'irradiance et de la température ambiante sont parfaites, les tests du SGE sur 3 semaines différentes (une semaine avec des journées identiques, une avec un début de semaine ensoleillé et une dernière avec une fin de semaine ensoleillée), avec et sans mise à jour du plan d'engagement, ont permis de montrer l'importance de la mise à jour de celui-ci. De plus, les mêmes tests ont été réalisés avec et sans SoC de référence. L'intérêt de maintenir un niveau de charge constant des batteries est d'assurer une réserve d'énergie suffisante au maintien de la stabilité du système en cas d'erreur dans le plan d'engagement. Il a été démontré à partir des différents KPI choisis que la mise à jour du plan d'engagement et le maintien du niveau de charge des batteries permettent d'éviter les démarrages forcés de la PàC et de l'électrolyseur par la stratégie de commande de la couche réactive. Ce qui permet le respect des conditions opératoires des systèmes PàC et électrolyseurs.

Pour conclure, le SGE développé durant ces travaux de thèse a fait l'objet de validations en simulation et en temps réel. Les résultats ont montré l'efficacité de l'utilisation de différentes couches de commande avec des échelles de temps différentes pour le pilotage d'un MR hybride intégrant l'utilisation du vecteur hydrogène. L'utilisation des couches réactive et locale permet une utilisation de la PàC et de l'électrolyseur dans leurs conditions de fonctionnement prédéfinies. La définition d'un plan d'engagement permet l'utilisation de la PàC et de l'électrolyseur avec des puissances de fonctionnement minimales et des durées de fonctionnement prédéfinies.

Perspective

Bien que le SGE développé amène à des résultats satisfaisants pour la commande d'un MR hybride intégrant le vecteur hydrogène, avec des prévisions de la charge et de la météo parfaites, certains points doivent être améliorés afin d'approfondir les travaux de recherche.

Prise en compte de l'incertitude et l'erreur de prévision lors de la planification

Un premier point est l'amélioration du problème d'optimisation pour la prise en compte, dans le plan d'engagement, de l'incertitude et de l'erreur sur les prévisions de la charge et des variables météorologiques. Considérées comme parfaites dans le cadre de ces travaux, ces prévisions présentent des erreurs et un niveau d'incertitude qui ne peuvent être négligés.

Pour cela, le problème d'optimisation pourra être modifier afin de prendre en compte des contraintes

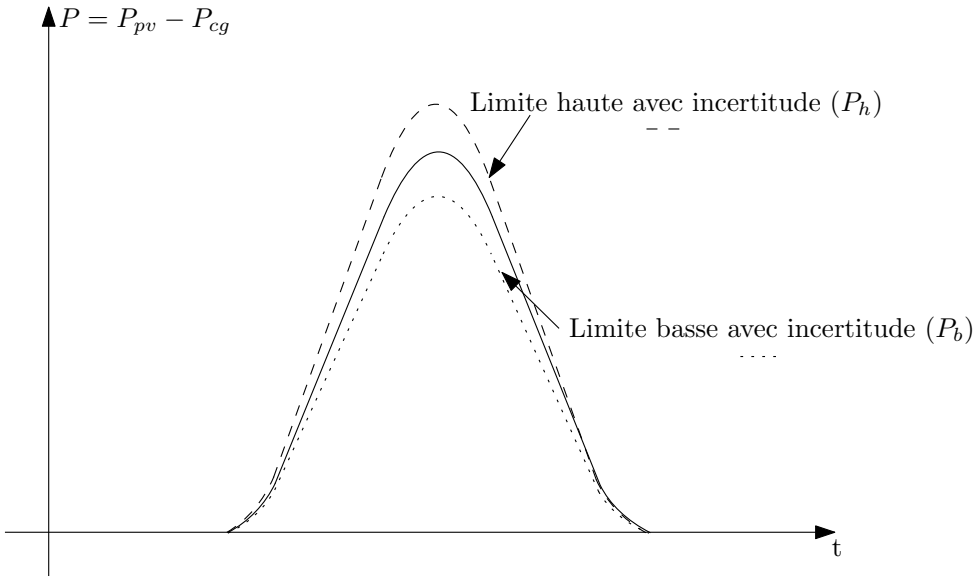


FIGURE 4.34 – Représentation de la borne haute et de la borne basse avec incertitude

d'inégalité avec incertitude. Les valeurs de la puissance PV et de la charge ne seront donc plus fixes, mais bornées entre une valeur maximale et une valeur minimale dépendantes de l'incertitude de la prévision (cf. figure 4.34).

Les développeurs de la toolbox Yalmip proposent pour cela de déclarer une variable incertaine du système et d'utiliser une contrainte d'inégalité pour prendre en compte le taux d'incertitude de la prévision.

$$uncertain(P) \tag{4.8a}$$

$$P_b < P < P_h \tag{4.8b}$$

Amélioration du dimensionnement et mise à jour du SoC de référence

Un second point est l'amélioration du dimensionnement et la mise à jour du SoC de référence. Il est constaté sur les différents tests effectués sur la planification que le niveau de stock d'hydrogène a tendance à décroitre tout au long de la semaine, même lors des semaines ensoleillés. Afin d'avoir un meilleur approvisionnement en hydrogène, il serait nécessaire d'avoir une puissance photovoltaïque installé plus élevé afin d'augmenter la production d'hydrogène. Cependant, cela risque d'impacter la variation du SoC lorsque l'électrolyseur n'est pas démarré, qui amènerai à un SoC trop élevé. Il serait donc judicieux de faire varier le SoC de référence en fonction de la production PV.

La piste d'un meilleur dimensionnement et d'un SoC de référence variable devra donc être étudier afin d'améliorer la stratégie de gestion de l'énergie.

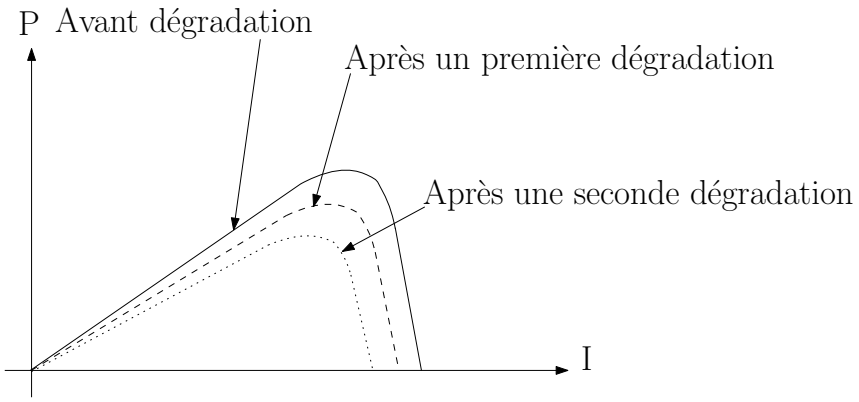


FIGURE 4.35 – Représentation de la puissance maximale de la PàC en fonction de son état de santé

Prise en compte de la dégradation des éléments

Un troisième point est l'évaluation de la dégradation de chaque élément afin de ré évaluer les valeurs minimales et maximales du courant et la puissance de chaque élément, et de les mettre à jour dans la couche réactive et anticipative. Ceci permettrait de limiter les risques de l'occurrence ultérieure de dégradations causées par une mauvaise utilisation du système.

Un exemple est la réévaluation de la puissance maximale de la PàC qui dépend de son état de santé au moment ou elle est utilisée. Si un défaut apparait sur celle-ci durant son utilisation, la puissance maximale pouvant être fournie peut diminuée fortement (cf. figure 4.35). Une non prise en compte de cette diminution peut amener à une seconde dégradation et la puissance maximale diminuera une seconde fois jusqu'à la panne de la PàC.

Dans [19], l'auteur propose une méthode d'estimation de la puissance de la PàC à partir de l'estimation d'un paramètre α représentant l'état de santé de la PàC. Cette méthode peut donc être étudiée et utilisée dans le cadre du SGE afin de mettre la puissance maximale de la PàC.

Une étude bibliographique devra être réalisée afin de déterminer les méthodes disponibles pour la détermination de l'état de santé de l'électrolyseur et de la batterie.

Prise en compte de la durée de vie des éléments

Un quatrième point est l'intégration de l'évolution de la durée de vie des différents appareils en fonction de la puissance délivrée dans le problème d'optimisation. En effet, la durée de vie des appareils est un point important à prendre en compte pour assurer un fonctionnement du système sur de longues périodes et optimiser la durée de vie globale du MR.

Pour cela, il est nécessaire d'estimer la durée de vie restante de chaque élément afin de la prendre en compte dans le problème d'optimisation. Dans [19], l'auteur propose d'utiliser un paramètre β représentant la vitesse de dégradation d'une PàC pour estimer la durée de vie résiduelle (Remaining Useful Life (RUL)) de celle-ci. Ce paramètre β pourrait donc être minimisé dans la fonction objectif du problème d'optimisation afin de prendre en compte la durée de la PàC.

De même que précédemment, une étude bibliographique devra être réalisée afin de déterminer les méthodes disponibles pour la détermination du RUL de l'électrolyseur et de la batterie.

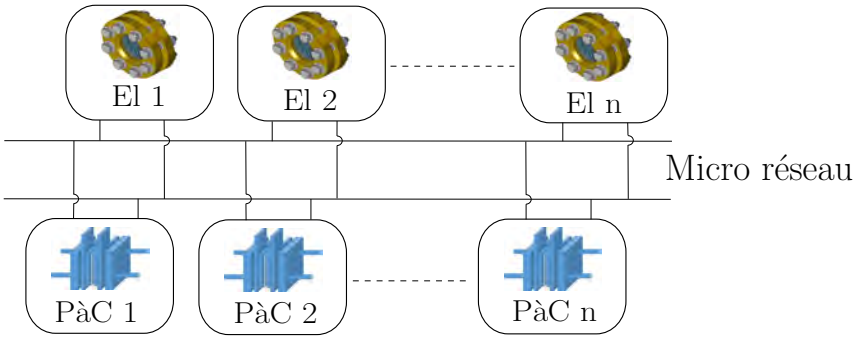


FIGURE 4.36 – Utilisation de plusieurs PàC et électrolyseur

Utilisation de plusieurs piles à combustible et électrolyseurs

Un cinquième point est de permettre à la couche anticipative de gérer plusieurs PàC et plusieurs électrolyseurs (cf. figure 4.36) afin de permettre un fonctionnement de ces éléments, même à faible consommation et à faible ensoleillement. Cela permet de diminuer la puissance de fonctionnement minimale de la PàC et de l'électrolyseur, et donc d'augmenter la part de l'hydrogène dans le fonctionnement du MR. Les batteries seraient donc moins sollicitées et la capacité de stockage installée diminuée.

Connexion au réseau principal

Un sixième et dernier point important est d'améliorer la couche anticipative afin de permettre l'intégration du réseau principal AC (cf. figure 4.37), et d'assurer une continuité de service même en cas de manque au niveau du stock d'hydrogène. Le prix de l'énergie du point de vue du réseau principal et de l'utilisation de chaque appareil doit donc être pris en compte afin de minimiser le coût global de l'énergie dans le MR.

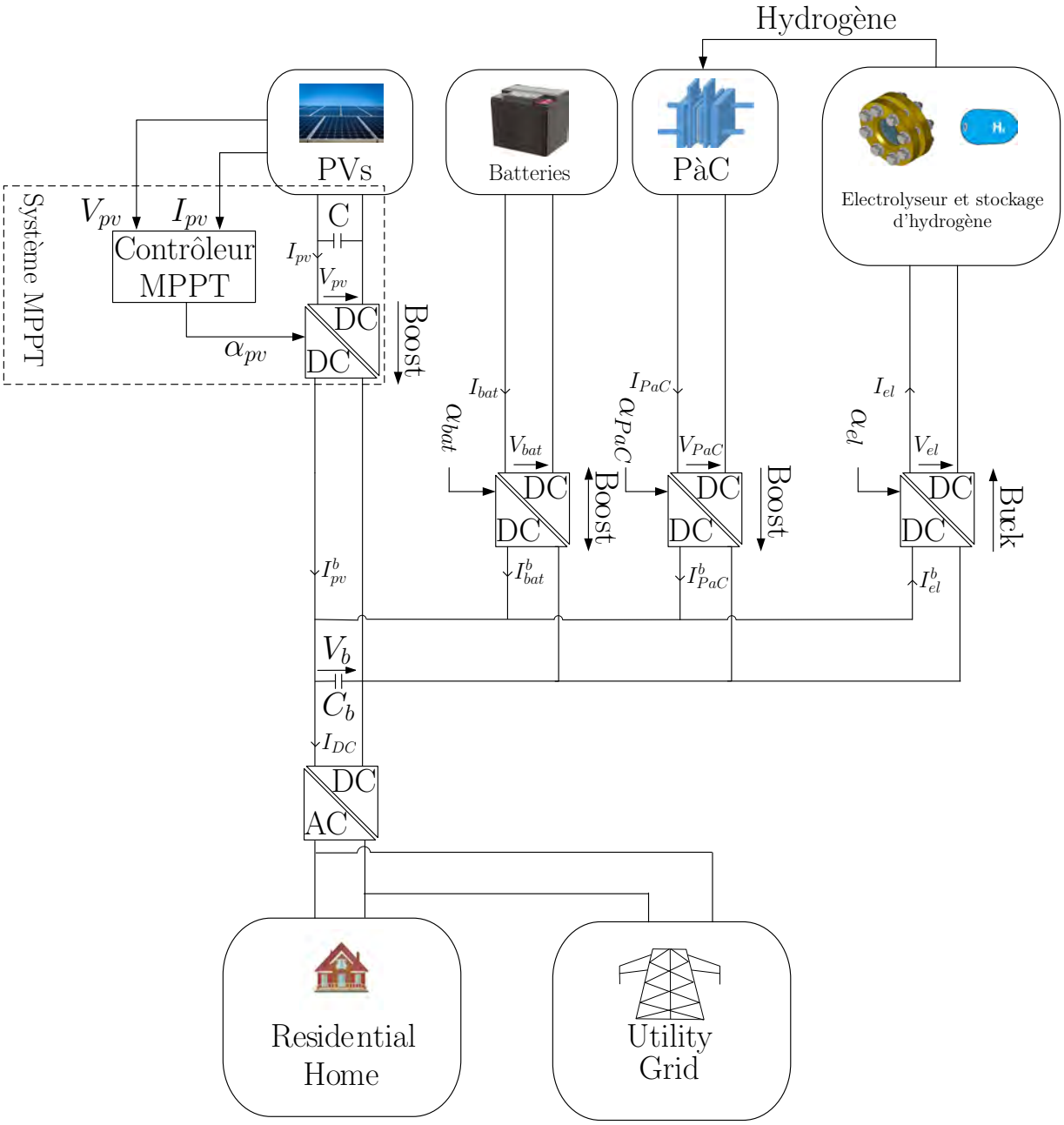


FIGURE 4.37 – Schéma du micro réseau avec connexion au réseau principale

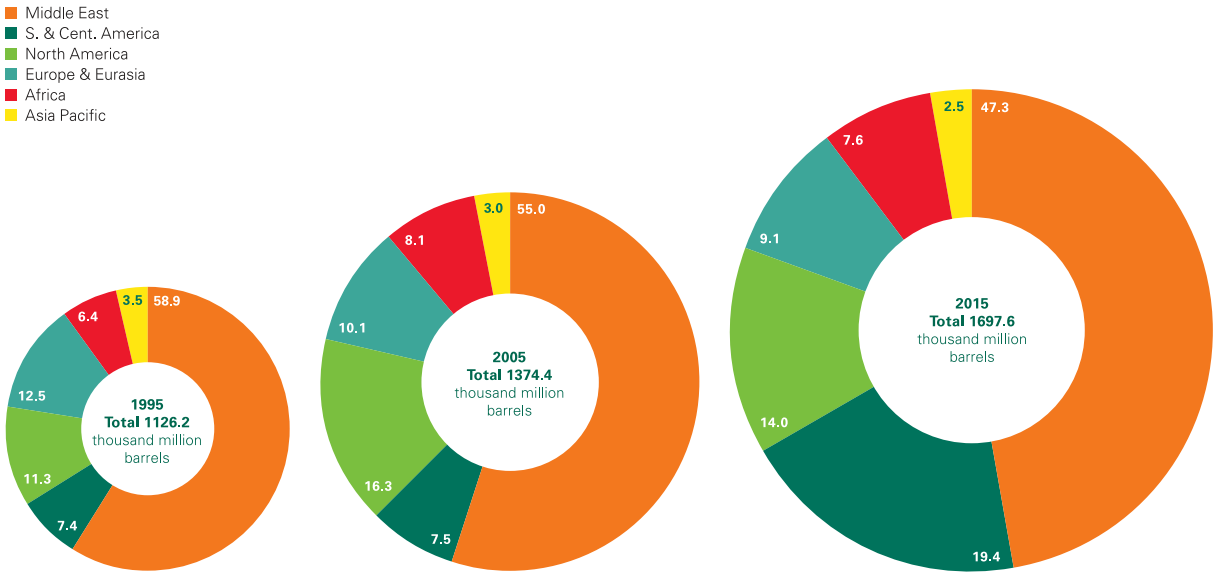
Annexes

Annexe A

Les énergies fossiles

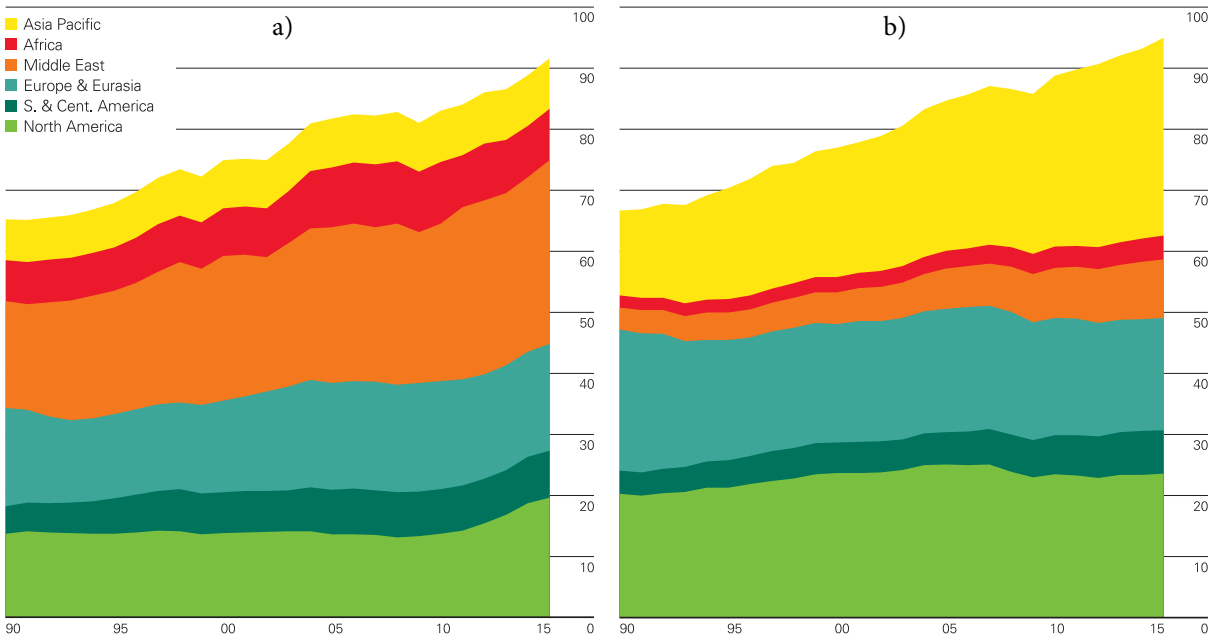
A.1 Évolution des réserves de barils de pétrole entre les années 1995 et 2015 . . . . . **142**
A.2 Évolution de la production et de la consommation de pétrole de 1990 à 2015 . . . . . **142**
A.3 Évolution des réserves de gaz entre les années 1995 et 2015 . . . . . **143**
A.4 Évolution de la production et de la consommation de gaz de 1990 à 2015 . . . . . **143**
A.5 Évolution des réserves de charbon entre les années 1995 et 2015 . . . . . **144**
A.6 Évolution de la production et de la consommation de gaz de 1990 à 2015 . . . . . **144**
A.7 Capacité nucléaire et besoin mondiale en uranium au 1er janvier 2015 . . . . . **145**

A.1 Évolution des réserves de barils de pétrole entre les années 1995 et 2015



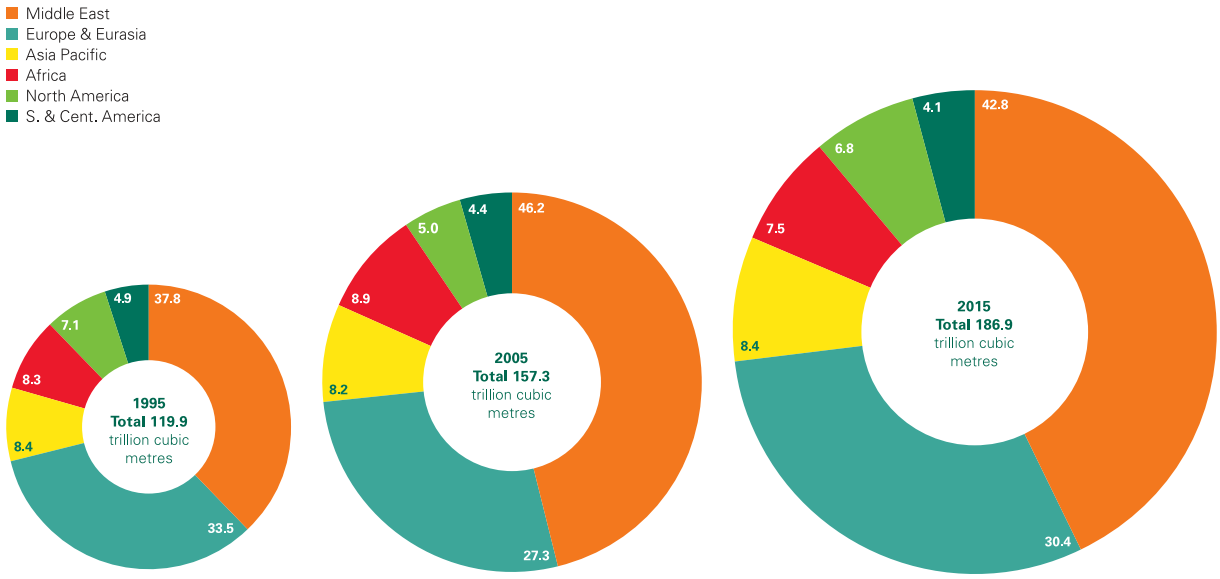
Évolution des réserves de barils de pétrole entre les années 1995 et 2015 [18]

A.2 Évolution de la production et de la consommation de pétrole de 1990 à 2015



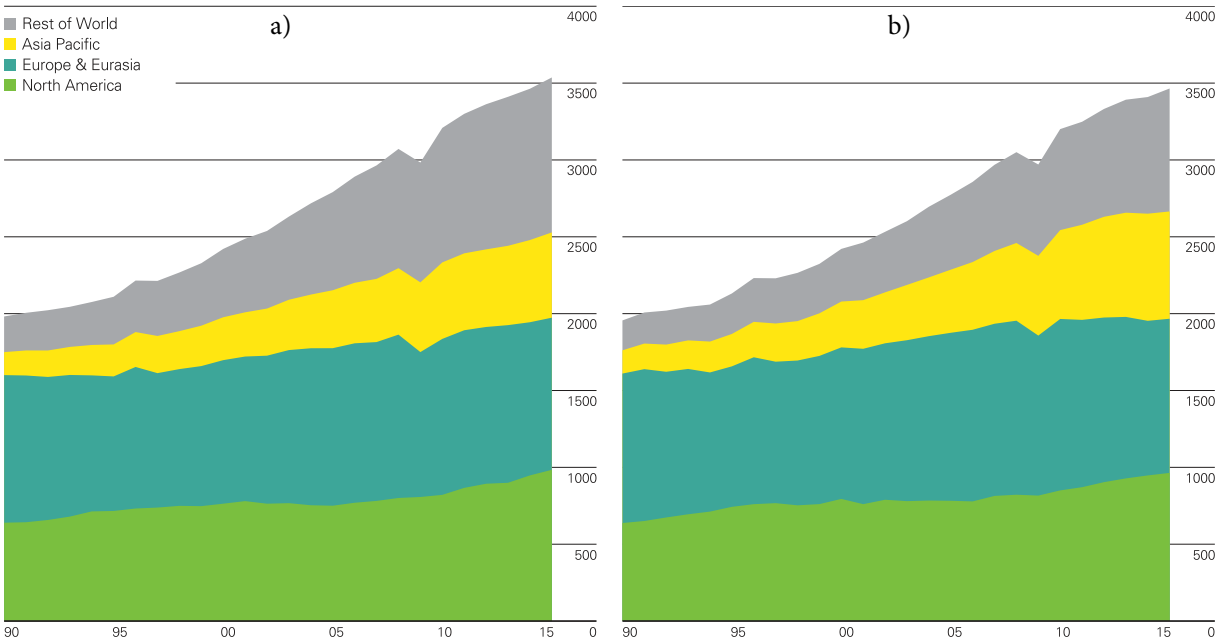
a) Production et b) consommation mondiale de pétrole (million de barils par jours) de 1990 à 2015 [18]

A.3 Évolution des réserves de gaz entre les années 1995 et 2015



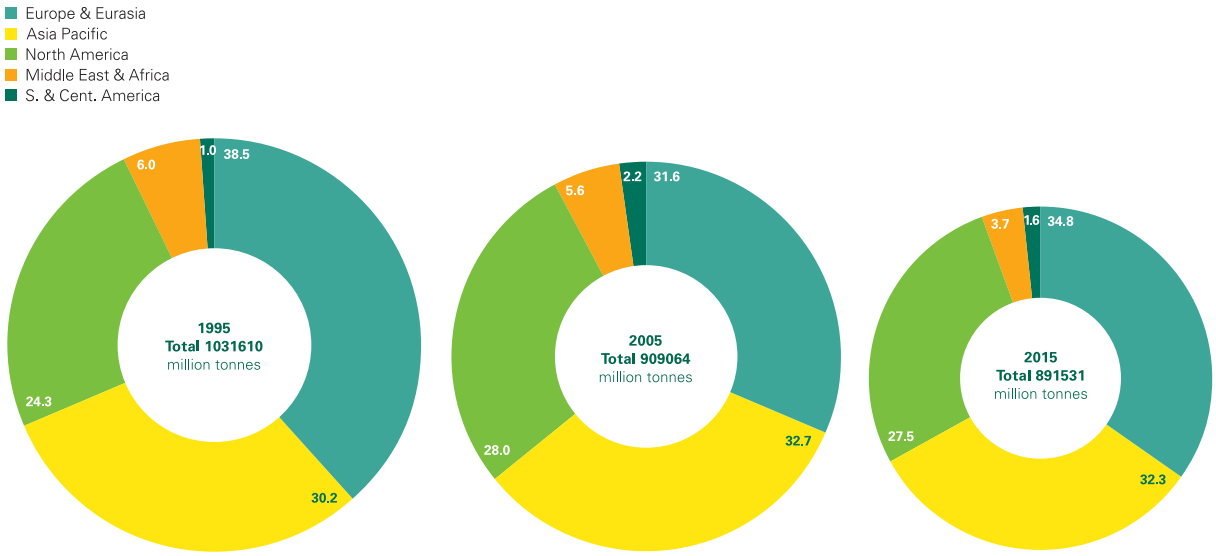
Évolution des réserves de gaz naturel entre les années 1995 et 2015 [18]

A.4 Évolution de la production et de la consommation de gaz de 1990 à 2015



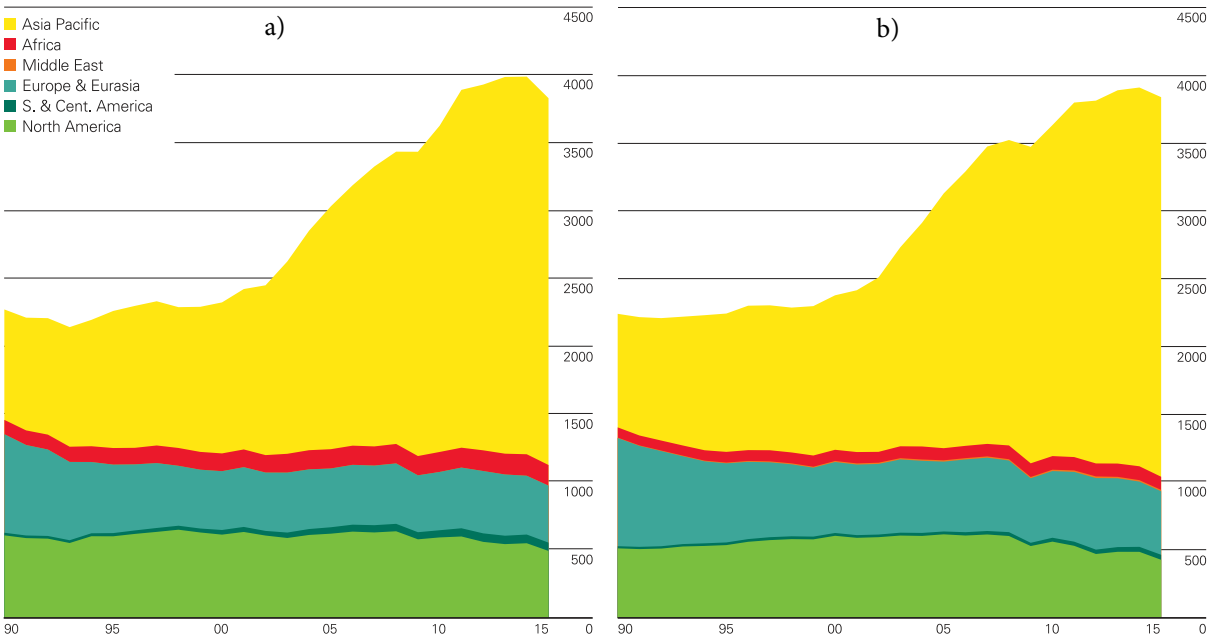
a) Production et b) consommation mondiale de gaz naturel (Billion de mètres cube) de 1990 à 2015 [18]

A.5 Évolution des réserves de charbon entre les années 1995 et 2015



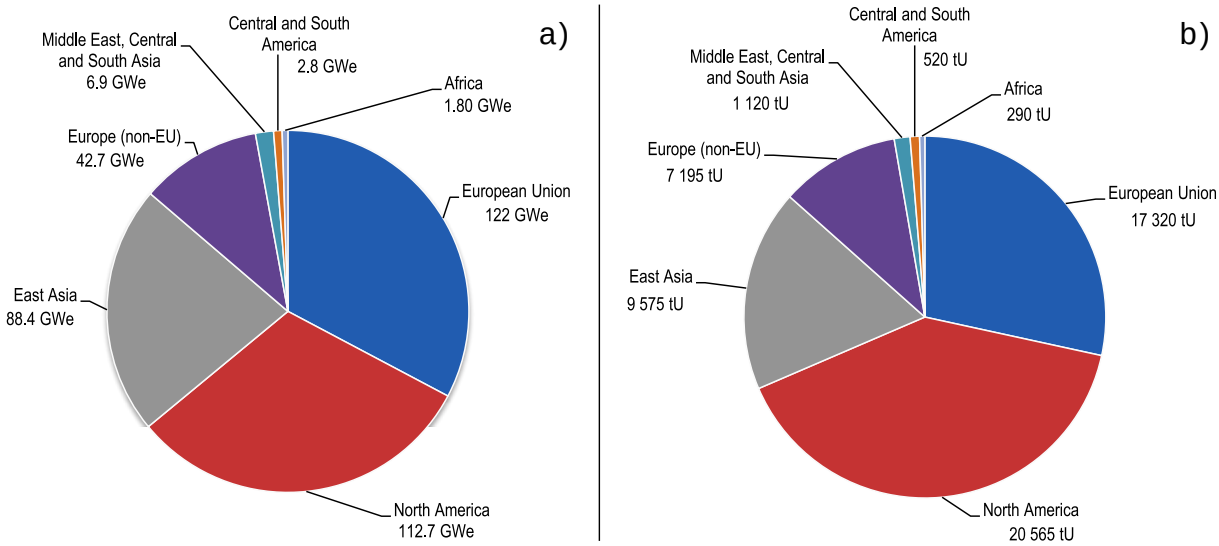
Évolution des réserves de charbon entre les années 1995 et 2015 [18]

A.6 Évolution de la production et de la consommation de gaz de 1990 à 2015



a) Production et b) consommation mondiale de charbon (Million de tonne equivalent pétrole) de 1990 à 2015 [18]

A.7 Capacité nucléaire et besoin mondiale en uranium au 1er janvier 2015



a) Capacité nucléaire mondiale installé (377,4 GW) et b) Besoin mondiale en uranium (56 585 tonnes) au 1er janvier 2015 [100]

Annexe B

Situation énergétique de la Réunion

B.1 Importation des énergie fossile en 2017 . . . . . **148**
B.2 Evolution de la production d'électricité de 2000 à 2017 . . . . . **149**
B.3 Mix énergétique de la Réunion en 2017 . . . . . **149**
B.4 Évolution de la consommation de carburant dans le domaine du transport de 2000 à 2017 . . . . . **150**
B.5 Carte des installations de prise de recharge de voiture électrique (à jour du 14 mars 2018) **151**

B.1 Importation des énergie fossile en 2017

Les ressources fossiles importées nettes

Sources : DEAL, ALBIOMA, EDF.	2017	
	Tonnes	ktep
PRODUITS PÉTROLIERS (HORS GAZ BUTANE)	**841 546**	**851,2**
Essence	92 662	97,1
Gazole	393 381	396,9
Fioul lourd	160 579	152,9
Carburéacteur	194 924	204,3
GAZ BUTANE	**22 974**	**25,2**
CHARBON (HOUILLE)	**573 770**	**355,2**
TOTAL	**1 438 290**	**1 231,5**

En 2017, l'approvisionnement en combustibles fossiles est de **1 231,5 ktep,** qui se répartissent de la manière suivante :

- **69 %** pour les produits pétroliers (hors gaz butane),
- **29 %** pour le charbon,
- **2 %** pour le gaz butane.

Charbon
573 770 tonnes
355,2 ktep
29 %

Gazole
393 381 tonnes
396,9 ktep
32 %

Gaz butane
22 974 tonnes
25,2 ktep
2 %

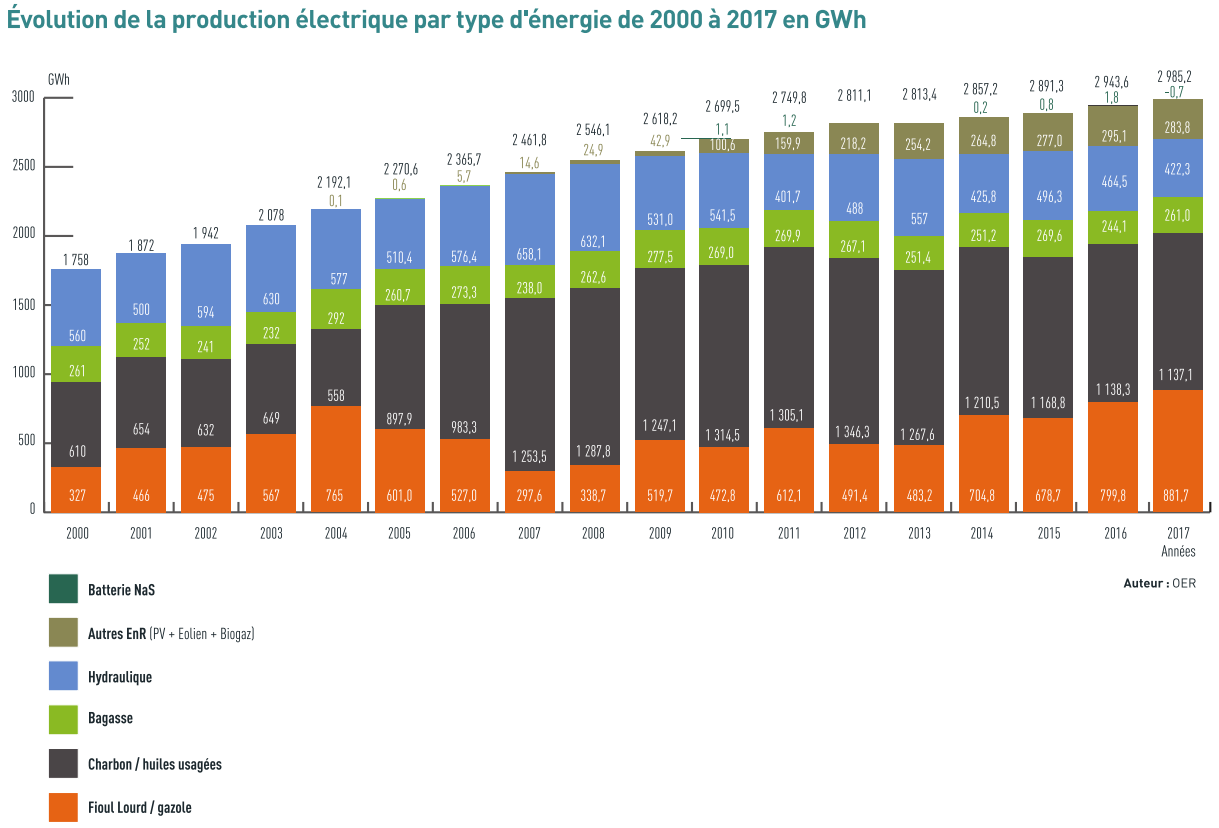
Fioul lourd
160 579 tonnes
152,9 ktep
12 %

Essence
92 662 tonnes
97,1 ktep
8 %

Carburéacteur
194 924 tonnes
204,3 ktep
17 %

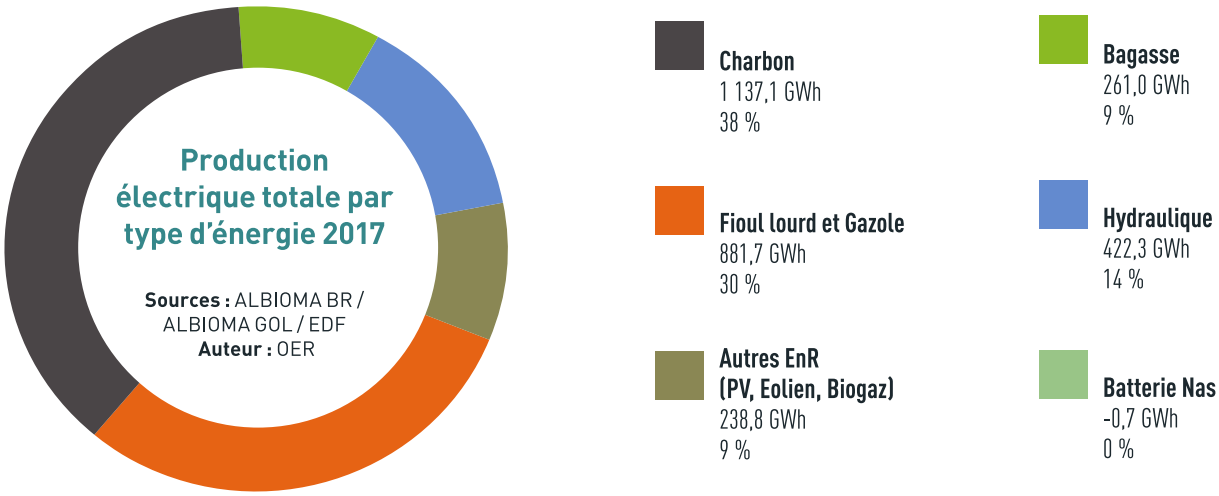
Importation des énergie fossile en 2017 [16]

B.2 Evolution de la production d'électricité de 2000 à 2017



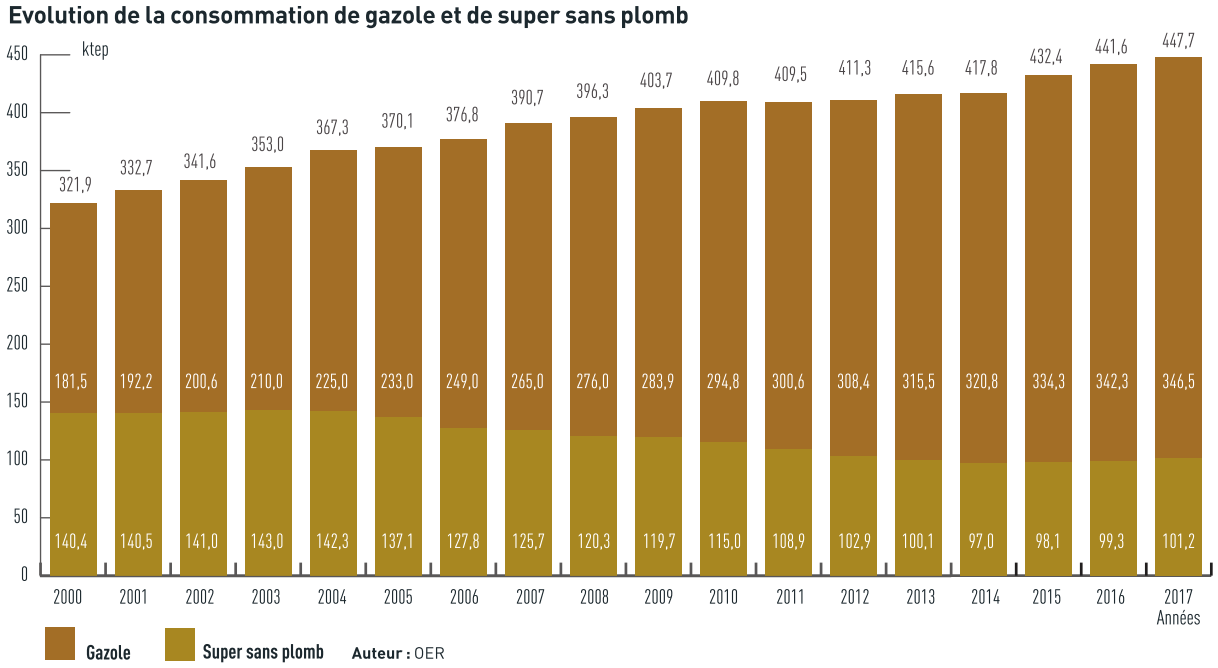
Evolution de la production d'électricité de 2000 à 2017 [16]

B.3 Mix énergétique de la Réunion en 2017



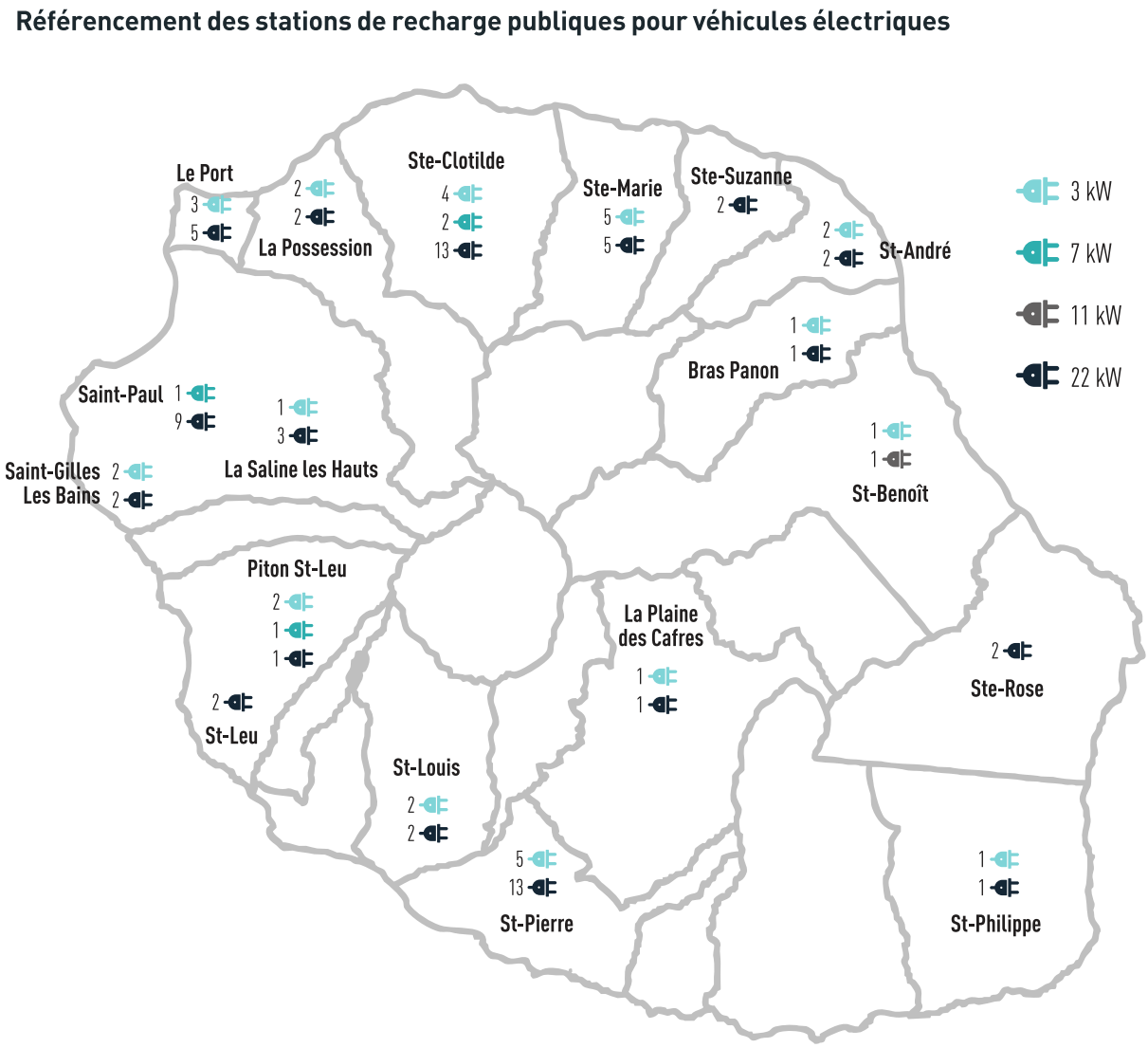
Mix énergétique de la Réunion en 2017 [16]

B.4 Évolution de la consommation de carburant dans le domaine du transport de 2000 à 2017



Évolution de la consommation de carburant dans le domaine du transport de 2000 à 2017 [16]

B.5 Carte des installations de prise de recharge de voiture électrique (à jour du 14 mars 2018)



Carte des installations de prise de recharge de voiture électrique (à jour du 14 mars 2018) [16]

Annexe C

Element constituant le micro réseau

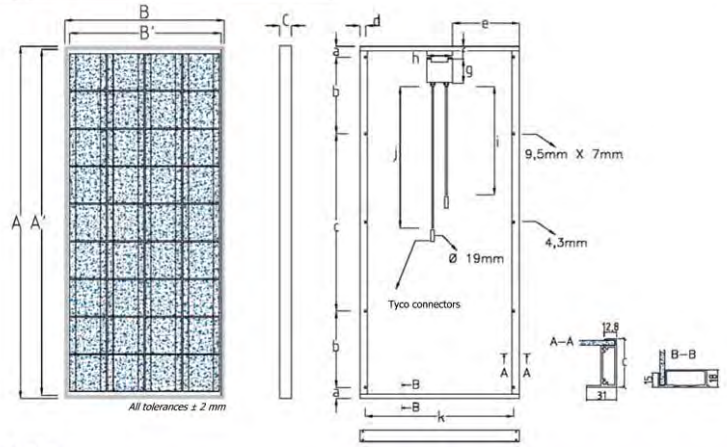
C.1 Documentation technique du panneau modélisé **154**

C.1 Documentation technique du panneau modélisé

TENESOL

Photovoltaic modules
TE 1300, TE 1700

Dimensions

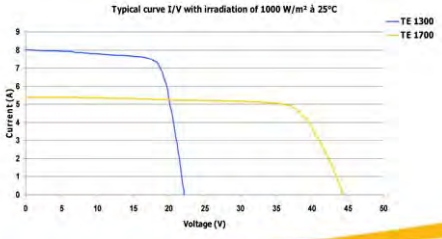


	TE1300	TE1700
A	**1510**	**1240**
A'	1480	1212
B	**676**	**1086**
B'	650	1062
C	**50**	38
a	48	25
b	327,5	215,5
c	759	759
d	23	19
e	284,5	489,5
f	51,5	50
g	99	99
h	107	107
i	840	840
j	1030	1030
k	630	1048

Characteristics

Electrical characteristics		TE1300						TE1700				
Nominal voltage		**12 V**						**24 V**				
Typical power		**115**	**120**	**125**	**130**	**135**	**140**	**140**	**150**	**160**	**170**	**180**
Minimum power		112,5	117,5	122,5	127,5	132,5	137,5	135	145	155	165	175
Maximum power		117,5	122,5	127,5	132,5	137,5	142,5	145	155	165	175	185
Sorting limits	Wp	± 2,5 Wp						± 5 Wp				
Sorting limits	%	±2,17%	±2,08%	±2,00%	±1,92%	±1,85%	±1,79%	±3,57%	±3,33%	±3,13%	±2,94%	±2,78%
Voltage at max. power	Vpm (V)	17,5	17,6	17,7	17,8	17,9	18	33,2	33,9	34,7	35,5	36,2
Current at max. power	Ipm (A)	6,7	6,9	7,2	7,4	7,6	7,8	4,2	4,4	4,6	4,8	5
Open circuit voltage	Voc (V)	21,7	21,8	21,9	22	22,1	22,2	42	42,6	43,2	43,8	44,4
Short circuit current	Isc (A)	7,7	7,8	7,9	8	8,1	8,2	4,5	4,7	5	5,2	5,4
Temperature coefficients												
Coefficient Temperature of Voltage		- 77,4 mV/°C						- 152,64 mV/°C				
Coefficient Temperature of Current		+ 4,4 mA/°C						+ 1,53 mA/°C				
Coefficient Temperature of Power		- 0,46 %/°C						- 0,43 %/°C				
NOCT (°C)		45						45				
Cells												
Layout		156 x 156 mm						125 x 125 mm				
Layout		36 cells / 4 x 9						72 cells / 8 x 9				
Type		Multicrystalline						Multicrystalline				
General informations												
Maximum system volatge (V)		715 V						715 V				
Diodes		2 by-pass						4 by-pass				
Type of connection		Tyco (Grid J/box)						Tyco (Grid J/box)				
Weight (kg)		12						16				
Certifications												
		IEC61215 + TUV class II										
Warranty												
Product warranty		2 years										
Warranty on power output		**25 years - 80 % of minimal power / 10 years in marine environment**										

(According to specifications @ STC: Irradiation 1000 W/m²; AM 1.5; Cell at ambient Temperature T: 25°C)



16 Staal Street; Kya Sand; Randburg - South Africa
Phone: (011) 462-4243; Fax: (011) 462-4310
Web: http://www.rectifier.co.za; E-mail: ca@switches.co.za

Current Automation
POWER SOLUTION PROVIDERS

Annexe D

Stratégie de commande réactive et locale

D.1 Présentation du banc de tests PHIL **156**
D.2 Intéraction entre le système, la MicroLabBox et le PC hôte **157**
D.3 Interface Homme Machine **157**
D.4 Simulation : paramètres du système **158**
D.5 Expérimentation : paramètres du système **159**

D.1 Présentation du banc de tests PHIL

FIGURE D.1 – Champ PV du banc PHIL

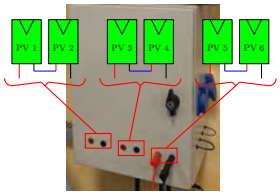


FIGURE D.2 – Connexion PV

FIGURE D.3 – Batterie du banc PHIL

FIGURE D.4 – Alimentation programmable du banc PHIL

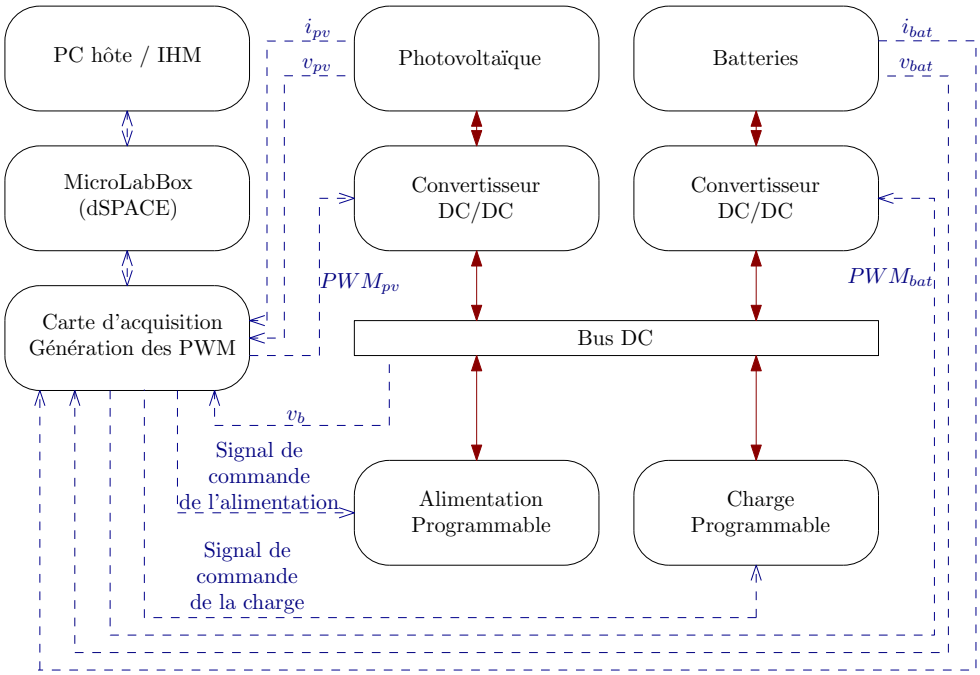
FIGURE D.5 – Charge programmable du banc PHIL

FIGURE D.6 – Convertisseur boost bidirectionnel des batteries du banc PHIL

FIGURE D.7 – Convertisseur boost des PV du banc PHIL

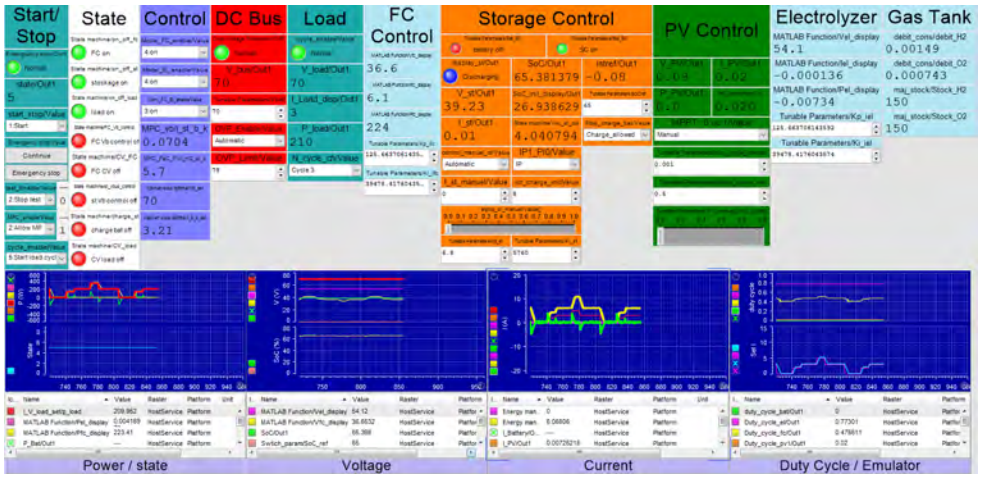
FIGURE D.8 – Condensateur émulant le bus DC du banc PHIL

D.2 Intéraction entre le système, la MicroLabBox et le PC hôte



Liaison de communication du banc de test

D.3 Interface Homme Machine



IHM du banc PHIL

D.4 Simulation : paramètres du système

Batteries			
Nb d'élément en parallèle	23	Nb d'élément en série	10
Capacité nominale	800 mAh	Courant max de charge	0,65 A
Tension nominale	3,7 V	Courant max de décharge	0,65 A
$SoC_{bat_{min}}$	20%	$SoC_{bat_{max}}$	80%

PVs (1000 W/m^2)			
Puissance à Pmax	180 W	$T_{s_{MPPT}}$	1 ms
Tension à Pmax	36,2 V	Nb d'élément en parallèle	1
Courant à Pmax	5 A	Nb d'élément en série	2

Electrolyseur		Pile à Combustible	
production H2 max	1 Nm^3/h	Puissance max	1200 W
Tension nominale	43 V	Tension nominale	26 V
Courant nomilale	120 A	Courant nominale	46 A
Nb d'élément en parallèle	1	Nb d'élément en parallèle	1
Nb d'élément en série	2	Nb d'élément en série	1
Nombre de cellule	22	Nombre de cellule	47

Convertisseur DC/DC			
L_{fc}	100 mH	L_{el}	100 mH
L_{bat}	1 mH	L_{pv}	1 mH
C_{pv}	4 μF		

Bus DC			
C_b	19,8 mF	DC bus voltage reference	70 V

Régulateur IP			
$K_{p_{ibat}}$	1,2566	$K_{p_{ifc}}$	125,6637
$K_{i_{ibat}}$	394,7842	$K_{i_{ifc}}$	39478
$K_{p_{iel}}$	125,6637	$K_{i_{iel}}$	39478
$T_{s_{IP}}$	500 μs		

MPC			
$T_{s_{bat}}$	500 μs	$Q_{r_{H2}}$	15x10^5
$T_{s_{H2}}$	2 ms	$Q_{y_{H2}}$	5x10^4
N_{bat}	5	$Q_{r_{bat}}$	50
N_{H2}	3		

D.5 Expérimentation : paramètres du système

Batteries			
Nb d'élement en parallèle	1	Nb d'élement en série	3
Capacité nominale	18 Ah	Courant max de charge	15 A
Tension nominale	12 V	Courant max de décharge	15 A
$SoC_{bat_{min}}$	20%	$SoC_{bat_{max}}$	80%

PVs (1000 W/m^2)			
Puissance à Pmax	165 W	$T_{s_{MPPT}}$	1 ms
Tension à Pmax	34,4 V	Nb d'élement en parallèle	1
Courant à Pmax	4,8 A	Nb d'élement en série	2

Electrolyseur		Pile à Combustible	
production H2 max	1 Nm^3/h	Puissance max	1200 W
Tension nominale	43 V	Tension nominale	26 V
Courant nomilale	120 A	Courant nominale	46 A
Nb d'élement en parallèle	1	Nb d'élement en parallèle	1
Nb d'élement en série	2	Nb d'élement en série	1
Nombre de cellule	22	Nombre de cellule	47

Convertisseur DC/DC			
L_{fc}	100 mH	L_{el}	100 mH
L_{bat}	1 mH	L_{pv}	1 mH

Bus DC			
C_b	19,8 mF	DC bus voltage reference	70 V

Régulateur IP			
$K_{p_{ibat}}$	6,8	$K_{p_{ifc}}$	125,6637
$K_{i_{ibat}}$	5760	$K_{i_{ifc}}$	39478
$K_{p_{iel}}$	125,6637	$K_{i_{iel}}$	39478
$T_{s_{IP}}$	500 μs	$T_{s_{IP}}$ expe	50 μs

MPC			
$T_{s_{bat}}$	500 μs	$Q_{r_{H2}}$	15x10^5
$T_{s_{H2}}$	2 ms	$Q_{y_{H2}}$	5x10^4
N_{bat}	5	$Q_{r_{bat}}$	50
N_{H2}	3		

Annexe E

Planification d'utilisation du système

E.1 Planification : paramètres du système **162**

E.1 Planification : paramètres du système

Batteries			
Nb d'élément en parallèle	4000	Nb d'élément en série	55
Capacité nominale	800 mAh	Courant max de charge	0,8 A
Tension nominale	3,7 V	Courant max de décharge	1,6 A
$SoC_{bat_{min}}$	20%	$SoC_{bat_{max}}$	80%

PVs (1000 W/m^2)			
Puissance à Pmax	180 W	Nb d'élément en parallèle	312
Tension à Pmax	36.2 V	Nb d'élément en série	8
Courant à Pmax	5 A		

Electrolyseur		Pile à Combustible	
production H2 max	1 Nm^3/h	Puissance max	1200 W
Tension nominale	43 V	Tension nominale	26 V
Courant nomilale	120 A	Courant nominale	46 A
Nb d'élément en parallèle	22	Nb d'élément en parallèle	35
Nb d'élément en série	5	Nb d'élément en série	7
Nombre de cellule	22	Nombre de cellule	47

Bus DC			
C_b	0,15 F	DC bus voltage reference	400 V

MPC			
$T_{s_{bat}}$	500 μs	$Q_{r_{H2}}$	300x10^{12}
$T_{s_{H2}}$	2 ms	$Q_{y_{H2}}$	$1,5$x10^3
N_{bat}	5	$Q_{r_{bat}}$	30000
N_{H2}	3		

Planification			
Horizon	6h	Pas de temps	30min
$Q_{P_{bat}}$	1x10^{-6}	$Q_{ss_{pac}}$	1
$Q_{P_{pac}}$	1x10^{-13}	$Q_{ss_{el}}$	1
$Q_{P_{el}}$	1x10^{-11}	Q_{SoC}	1x10^6

Bibliographie

[1] Kréhi Serge Agbli. « Energy Flows Modeling of a PEM Electrolyser-Photovoltaic Generator-PEM Fuel Cell Coupling Dedicated to Stationary Applications ». phdtheses. Université de Franche-Comté, 2012.

[2] Agence Nationnal pour la Rénovation Urbaine. *Presentation Synthétique Des 20 Projets Laureats de l'appel a Manifestations d'interet*. 2016.

[3] M. Amin et al. « Smart-Grid Based Real-Time Load Management Methodology for Power Deficient Systems ». In : *International Journal of Electronics and Electrical Engineering* (2015), p. 431-437.

[4] Ernesto Amores et al. « Development of an Operation Strategy for Hydrogen Production Using Solar PV Energy Based on Fluid Dynamic Aspects ». In : *Open Engineering* 7 (1er juin 2017). doi : 10.1515/eng-2017-0020.

[5] *Annuaire Des Projets En France / Cirque de Mafate (La Réunion)*. url : http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=cirquedemafate (visité le 07/05/2019).

[6] Carmen Cardozo Arteaga. « Optimisation of Power System Security with High Share of Variable Renewables : Consideration of the Primary Reserve Deployment Dynamics on a Frequency Constrained Unit Commitment Model ». 2016.

[7] Farid Aubras. « Contribution à l'étude de l'influence des régimes bi-phasiques sur les performances des électrolyseurs de type PEM basse pression : approche numérique, analytique et expérimentale ». 2018.

[8] Mohamed-Yacine Ayad et al. « Voltage Regulated Hybrid DC Power Source Using Supercapacitors as Energy Storage Device ». In : *Energy Conversion and Management* 48.7 (2007), p. 2196-2202. issn : 0196-8904. doi : 10.1016/j.enconman.2006.12.015.

[9] Toufik Azib. « Contribution à l'étude d'électro-générateurs à pile à combustible : conceptions d'architectures et de leurs commandes ». Thèse de doct. Université Paris Sud XI, 2010.

[10] Michael Back et al. « Predictive Control of Drivetrains ». In : *IFAC Proceedings Volumes*. 15th IFAC World Congress 35.1 (2002), p. 241-246. issn : 1474-6670. doi : 10.3182/20020721-6-ES-1901.01508.

[11] Suk Joo Bae et al. « Lifetime Prediction of a Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell via an Accelerated Startup–Shutdown Cycle Test ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 37.12 (2012), p. 9775-9781. ISSN : 03603199. DOI : 10.1016/j.ijhydene.2012.03.104.

[12] Aliasghar Baziar et Abdollah Kavousi-Fard. « Considering Uncertainty in the Optimal Energy Management of Renewable Micro-Grids Including Storage Devices ». In : *Renewable Energy* 59 (2013), p. 158-166. ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2013.03.026.

[13] Martin Behrendt et al. « Model Predictive Control of a Hybrid Fuel Cell & Battery Power System ». In : *IFAC Proceedings Volumes* 45.15 (2012), p. 131-136. ISSN : 14746670. DOI : 10.3182/20120710-4-SG-2026.00184.

[14] B. Belabbes et al. « Commande basée sur la passivité associée à la commande par backstepping d'un moteur synchrone à aimants permanents ». In : *International Conference on Electrical Engineering and its Applications*. International Conference on Electrical Engineering and its Applications. 2008.

[15] *Bilan Energetique de La France 2017 (Fevrier 2019).*

[16] *Bilan Energétique de La Réunion 2017 (Edition 2018).*

[17] J. O'M Bockris et al. *Comprehensive Treatise of Electrochemistry : Electrochemical Processing.* OCLC : 851734212. Boston, MA : Springer US, 1981. ISBN : 978-1-4684-3785-0.

[18] *BP Statistical Review of World Energy 2016.*

[19] Mathieu Bressel. « Modélisation graphique pour le pronostic robuste de pile à combustible à membrane échangeuse de proton ». Thèse de doct. Université de Lille 1, 2016.

[20] Mauro G. Carignano et al. « Energy Management Strategy for Fuel Cell-Supercapacitor Hybrid Vehicles Based on Prediction of Energy Demand ». In : *Journal of Power Sources* 360 (2017), p. 419-433. ISSN : 03787753. DOI : 10.1016/j.jpowsour.2017.06.016.

[21] Marcelo Carmo et al. « A Comprehensive Review on PEM Water Electrolysis ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 38.12 (2013), p. 4901-4934. ISSN : 03603199. DOI : 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.

[22] Lamine Chalal. « Coordination de systèmes multisources pour favoriser la production d'énergie électrique renouvelable.pdf ». Thèse de doct. Université Lille1 - Sciences et Technologies, 2013.

[23] Huicui Chen et al. « A Review of Durability Test Protocols of the Proton Exchange Membrane Fuel Cells for Vehicle ». In : *Applied Energy* 224 (2018), p. 289-299. ISSN : 03062619. DOI : 10.1016/j.apenergy.2018.04.050.

[24] M. Chen et G.A. Rincon-Mora. « Accurate Electrical Battery Model Capable of Predicting Runtime and I–V Performance ». In : *IEEE Transactions on Energy Conversion* 21.2 (2006), p. 504-511. ISSN : 0885-8969. DOI : 10.1109/TEC.2006.874229.

[25] *Colloque de la CRE "Energies et territoires : une régulation, des régulations" du 11 octobre 2012.*

[26] *Comment fabriquer l'hydrogène ?* URL : https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/comment-fabriquer-l-hydrogene (visité le 25/02/2019).

[27] *Comment stocker l'hydrogène ?* URL : https://energies.airliquide.com/fr/mediatheque-planete-hydrogene/comment-stocker-lhydrogene (visité le 05/04/2019).

[28] *Comprendre Les Smart Grids.* URL : http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=comprendre-les-smart-grids (visité le 28/01/2019).

[29] *Control of Constrained Hybrid Systems - MPC.* URL : https://people.ee.ethz.ch/~cohysys/control.html.

[30] C. Darras et al. « Sizing of Photovoltaic System Coupled with Hydrogen/Oxygen Storage Based on the ORIENTE Model ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 35.8 (2010), p. 3322-3332. ISSN : 0360-3199. DOI : 10.1016/j.ijhydene.2010.01.060.

[31] Daniele De Vito. « Power Flow Management with Predictive Capabilities for a Hybrid Fuel Cell Vehicle ». In : *IFAC Proceedings Volumes.* 5th IFAC Symposium on Advances in Automotive Control 40.10 (2007), p. 9-16. ISSN : 1474-6670. DOI : 10.3182/20070820-3-US-2918.00004.

[32] P Dieguez et al. « Thermal Performance of a Commercial Alkaline Water Electrolyzer : Experimental Study and Mathematical Modeling ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 33.24 (2008), p. 7338-7354. ISSN : 03603199. DOI : 10.1016/j.ijhydene.2008.09.051.

[33] Jean-Yves Dieulot et al. « Economic Supervisory Predictive Control of a Hybrid Power Generation Plant ». In : *Electric Power Systems Research* 127 (2015), p. 221-229. ISSN : 03787796. DOI : 10.1016/j.epsr.2015.06.006.

[34] Étienne Dijoux. « Contrôle Tolérant Aux Défauts Appliqué Aux Systèmes Pile à Combustible à Membrane Échangeuse de Protons (Pemfc) ». thesis. La Réunion, 12 avr. 2019.

[35] N. Eghtedarpour et E. Farjah. « Control Strategy for Distributed Integration of Photovoltaic and Energy Storage ». In : *Renewable Energy* 45 (2012), p. 96-110. ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2012.02.017.

[36] *Energy Pick n Mix : Are Hybrid Systems the next Big Thing ?* 2016. URL : https://blog.csiro.au/energy-pick-n-mix-hybrid-systems-next-big-thing/ (visité le 09/03/2017).

[37] Tom Fletcher, Rob Thring et Martin Watkinson. « An Energy Management Strategy to Concurrently Optimise Fuel Consumption & PEM Fuel Cell Lifetime in a Hybrid Vehicle ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 41.46 (2016), p. 21503-21515. ISSN : 03603199. DOI : 10.1016/j.ijhydene.2016.08.157.

[38] Agata Godula -Jopek et Detlef Stolten. *Hydrogen Production : By Electrolysis.* Agata Godula-Jopek, 2015. 424 p. ISBN : 978-3-527-33342-4.

[39] M.A. Hasan et S.K. Parida. « An Overview of Solar Photovoltaic Panel Modeling Based on Analytical and Experimental Viewpoint ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60 (2016), p. 75-83. issn : 13640321. doi : 10.1016/j.rser.2016.01.087.

[40] Martin Herceg et al. « Multi-Parametric Toolbox 3.0 ». In : *Proc. of the European Control Conference*. Proc. of the European Control Conference. Zurich, Switzerland, 2013, p. 502-510.

[41] M. Hilairet et al. « A Passivity - Based Controller for Coordination of Converters in a Fuel Cell System ». In : *Control Engineering Practice* 21.8 (2013), p. 1097-1109. issn : 0967-0661. doi : 10.1016/j.conengprac.2013.04.003.

[42] Mickaël HILAIRET. « Application des outils du traitement du signal a la commande des machines tournantes ». Thèse de doct. Universite de Nantes, 2001.

[43] Mickael Hilairet et al. « Experimental Validation of a Sampled-Data Passivity-Based Controller for Coordination of Converters in a Fuel Cell System ». In : *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 62.8 (août 2015), p. 5187-5194. issn : 0278-0046, 1557-9948. doi : 10.1109/TIE.2014.2362497.

[44] Bin HUANG. « Convertisseur Continu-continu a Rapport de Transfo ». Lorraine : Institut National Polytechnique de Lorraine, 2009. 156 p.

[45] Félix Iglesias et al. « Demand Side Management for Stand-Alone Hybrid Power Systems Based on Load Identification ». In : *Energies*. Energies. - MDPI, Open Access Journal, ISSN 1996-1073. - Vol. 5.2012, 11, p. 4517-4532 5.11 (2012).

[46] Alberto Isidori. *Nonlinear Control Systems*. Réd. par E. D. Sontag et al. Communications and Control Engineering. London : Springer London, 1995. isbn : 978-1-4471-3909-6 978-1-84628-615-5. doi : 10.1007/978-1-84628-615-5.

[47] Dong-Keun Jeong et al. « Distributed Control Strategy of DC Microgrid for Islanding Mode Operation ». In : *EPE'17 ECCE Europe*. EPE'17 ECCE Europe. IEEE, 2017. isbn : 978-90-75815-27-6. doi : 10.23919/EPE17ECCEEurope.2017.8099122.

[48] Qi Jiang et al. « A-ECMS and SDP Energy Management Algorithms Applied to a Fuel Cell Electric Scooter ». In : *2017 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*. 2017 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC). Déc. 2017, p. 1-5. doi : 10.1109/VPPC.2017.8330968.

[49] Mojtaba Khederzadeh. « Defining and Realizing Flexibility in Distribution Grid ». In : (2016).

[50] Tran Dang Khoa et al. « Load Shedding and Restoration Real-Time Optimization for DC Microgrid Power Balancing ». In : *Energy Conference (ENERGYCON), 2016 IEEE International*. Energy Conference (ENERGYCON), 2016 IEEE International. IEEE, 2016.

[51] A. Kirubakaran, Shailendra Jain et R. K. Nema. « A Review on Fuel Cell Technologies and Power Electronic Interface ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13.9 (1er déc. 2009), p. 2430-2440. issn : 1364-0321. doi : 10.1016/j.rser.2009.04.004.

[52] *L'hydrogène, Toutes Les Questions Sur l'hydrogène, IFP Energies Nouvelles*. url : http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Les-sources-d-energie/L-hydrogene (visité le 22/03/2017).

[53] Jérôme Lachaiz. « Etude des stratégies et des structures de commande pour le pilotage des systèmes énergétiques à Pile à Combustible (PAC) destinés à la traction ». Thèse de doct. Institut national polytechnique de Toulouse, 2004.

[54] Quang Linh Lam et al. « Multi-Variable H-Infinity Robust Control Applied to Primary Frequency Regulation in Microgrids with Large Integration of Photovoltaic Energy Source ». In : *2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*. 2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT). Mar. 2015, p. 2921-2928. doi : 10.1109/ICIT.2015.7125529.

[55] *Le Biogaz Est-Il Une Énergie Renouvelable ?* 2016. url : http://www.connaissancedesenergies.org/le-biogaz-est-il-une-energie-renouvelable-160112 (visité le 22/03/2017).

[56] Markus Lehner et al. *Power-to-Gas : Technology and Business Models*. SpringerBriefs in Energy. Cham : Springer International Publishing, 2014. isbn : 978-3-319-03994-7 978-3-319-03995-4. doi : 10.1007/978-3-319-03995-4.

[57] *Les Différentes Technologies de Batteries*. url : http://www.lepanneausolaire.net/les-differentes-technologies-batteries.php (visité le 25/02/2019).

[58] *Les différents types de technologies photovoltaïques*. url : https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/les-differents-types-de-technologies-photovoltaiques (visité le 22/02/2019).

[59] *Les Microgrids Introduction*. url : http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=microgrids (visité le 28/01/2019).

[60] Bei Li et al. « Sizing of a Stand-Alone Microgrid Considering Electric Power, Cooling/Heating, Hydrogen Loads and Hydrogen Storage Degradation ». In : *Applied Energy* 205 (2017), p. 1244-1259. issn : 03062619. doi : 10.1016/j.apenergy.2017.08.142.

[61] D. Liu et S. Case. « Durability Study of Proton Exchange Membrane Fuel Cells under Dynamic Testing Conditions with Cyclic Current Profile ». In : *Journal of Power Sources* 162.1 (2006), p. 521-531. issn : 03787753. doi : 10.1016/j.jpowsour.2006.07.007.

[62] J. Lofberg. « YALMIP : A Toolbox for Modeling and Optimization in MATLAB ». In : *In Proceedings of the CACSD Conference*. In Proceedings of the CACSD Conference. Taipei, Taiwan, 2004. doi : 10.1109/CACSD.2004.1393890.

[63] T. Malakar, S.K. Goswami et A.K. Sinha. « Optimum Scheduling of Micro Grid Connected Wind-Pumped Storage Hydro Plant in a Frequency Based Pricing Environment ». In : *Electrical Power and Energy Systems* 54 (2014), p. 341-351. ISSN : 0142-0615. DOI : 10.1016/j.ijepes.2013.07.021.

[64] Sebastien Marietthoz, Olivier Bethoux et Mickael Hilairet. « A Distributed Model Predictive Control Scheme for Reducing Consumption of Hybrid Fuel Cell Systems ». In : *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society. IEEE, 2012. DOI : 10.1109/IECON.2012.6389175.

[65] Paulo R.C. Mendes et al. « A Practical Approach for Hybrid Distributed MPC ». In : *Journal of Process Control* 55 (2017), p. 30-41. ISSN : 09591524. DOI : 10.1016/j.jprocont.2017.01.001.

[66] *MPPT Algorithm*. URL : https://www.mathworks.com/discovery/mppt-algorithm.html (visité le 22/01/2018).

[67] *Offline, RCP, and HIL Configurations (Control Design and Simulation Module) - LabVIEW 2018 Control Design and Simulation Module Help - National Instruments*. URL : https://zone.ni.com/reference/en-XX/help/371894J-01/lvsimconcepts/sim_c_config/ (visité le 04/09/2019).

[68] Masahiro Ono. « Energy-Efficient Control of a Smart Grid with Sustainable Homes Based on Distributing Risk ». Thèse de doct. Massachusetts Institute of Technology, 2012.

[69] Luca Parolini, Bruno Sinopoli et Bruce H. Krogh. « Model Predictive Control of Data Centers in the Smart Grid Scenario ». In : *IFAC Proceedings Volumes*. 18th IFAC World Congress 44.1 (2011), p. 10505-10510. ISSN : 1474-6670. DOI : 10.3182/20110828-6-IT-1002.03237.

[70] Pucheng Pei et al. « Analysis on the PEM Fuel Cells after Accelerated Life Experiment ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 35.7 (2010), p. 3147-3151. ISSN : 03603199. DOI : 10.1016/j.ijhydene.2009.09.103.

[71] *Projet MobiPost*. URL : mobypost-project.eu/ (visité le 15/08/2019).

[72] *Qu'est-ce qu'une énergie fossile ?* 2013. URL : http://www.connaissancedesenergies.org/qu-est-ce-qu-une-energie-fossile-131029 (visité le 09/03/2017).

[73] *Qu'est-Ce Qu'une Énergie Renouvelable ?* 2015. URL : https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/le-developpement-durable/qu-est-ce-qu-une-energie-renouvelable (visité le 20/03/2017).

[74] *Qu'est-Ce Que l'énergie Hydraulique ?* 2015. URL : https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/qu-est-ce-que-l-energie-hydraulique (visité le 20/03/2017).

[75] *Qu'est-Ce Que l'énergie Nucléaire ?* 2015. URL : https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/qu-est-ce-que-l-energie-nucleaire (visité le 10/03/2017).

[76] *Qu'est-Ce Que l'énergie Solaire ?* 2015. URL : https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/qu-est-ce-que-l-energie-solaire (visité le 20/03/2017).

[77] *Qu'est-Ce Que La Géothermie ?* 2015. URL : https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/qu-est-ce-que-la-geothermie (visité le 20/03/2017).

[78] Mehdi Rahmani-Andebili. « Scheduling Deferrable Appliances and Energy Resources of a Smart Home Applying Multi-Time Scale Stochastic Model Predictive Control ». In : *Sustainable Cities and Society* 32 (2017), p. 338-347. ISSN : 2210-6707. DOI : 10.1016/j.scs.2017.04.006.

[79] Md Juel Rana et Mohammad Ali Abido. « Energy Management in DC Microgrid with Energy Storage and Model Predictive Controlled AC–DC Converter ». In : *IET Generation, Transmission & Distribution* 11.15 (2017), p. 3694-3702. ISSN : 1751-8687, 1751-8695. DOI : 10.1049/iet-gtd.2016.1934.

[80] Mamoon Rashid et al. « Hydrogen Production by Water Electrolysis : A Review of Alkaline Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis ». In : 4.3 (2015), p. 15. ISSN : 2249 – 8958.

[81] Fahad Rasool et al. « PV Panel Modeling with Improved Parameter Extraction Technique ». In : *Solar Energy* 153 (2017), p. 519-530. ISSN : 0038092X. DOI : 10.1016/j.solener.2017.05.078.

[82] REMY RIGO-MARIANI. « Méthodes de conception intégrée "dimensionnement-gestion" par optimisation d'un micro-réseau avec stockage ». Thèse de doct. Université de Toulouse, 2014.

[83] Robin Roche et al. « Algorithmes Hybrides Pour La Gestion Intelligente de l'énergie Dans Les Smart Grids ». In : *Journées Francophones Sur La Planification, La Décision et l'apprentissage Pour Le Contrôle Des Systèmes - JFPDA 2012*. Journées Francophones Sur La Planification, La Décision et l'apprentissage Pour Le Contrôle Des Systèmes - JFPDA 2012. Sous la dir. d'Olivier Buffet. Villers-lès-Nancy, France, 2012, p. 1-14.

[84] Vincent Rogez. « Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des etudes de dynamique des réseaux : application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire ». Thèse de doct. Artois, 2004.

[85] O. Schmidt et al. « Future Cost and Performance of Water Electrolysis : An Expert Elicitation Study ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 42.52 (2017), p. 30470-30492. ISSN : 03603199. DOI : 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.

[86] O. Schmidt et al. « Future Cost and Performance of Water Electrolysis : An Expert Elicitation Study ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 42.52 (28 déc. 2017), p. 30470-30492. issn : 0360-3199. doi : 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.

[87] Semader. *Coeur de Ville La Possession*.

[88] Yuyan Shao, Geping Yin et Yunzhi Gao. « Understanding and Approaches for the Durability Issues of Pt-Based Catalysts for PEM Fuel Cell ». In : *Journal of Power Sources* 171.2 (2007), p. 558-566. issn : 03787753. doi : 10.1016/j.jpowsour.2007.07.004.

[89] Rishi Kant Sharma et Sukumar Mishra. « Dynamic Power Management and Control of a PV PEM Fuel-Cell-Based Standalone Ac/Dc Microgrid Using Hybrid Energy Storage ». In : *IEEE Transactions on Industry Applications* 54.1 (2018), p. 526-538. issn : 0093-9994, 1939-9367. doi : 10.1109/TIA.2017.2756032.

[90] Andrew Slaughter. *Electricity Storage Technologies Impacts and Prospects*. 2015. url : https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-er-electric-storage-paper.pdf.

[91] *Solaire photovoltaïque*. 31 juil. 2010. url : https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/solaire-photovoltaique (visité le 22/02/2019).

[92] Dimitar Spirov et al. « Modelisation des convertisseurs statiques DC-DC pour des applications dans les energies renouvelables en utilisant MATLAB/SIMULINK ». In : *Conférence Electrotechnique du Future " EF 2009 "*. Conférence Electrotechnique du Future " EF 2009 ". 2009.

[93] Saman Dadjo Tavakoli et al. « A Unified Control Strategy for Power Sharing and Voltage Balancing in Bipolar DC Microgrids ». In : *Sustainable Energy, Grids and Networks* 11 (2017), p. 58-68. issn : 23524677. doi : 10.1016/j.segan.2017.07.004.

[94] TCO. *Ecocité Insulaire et Tropicale de La Réunion - Plan Guide Durable - Synthèse*.

[95] Mestan Tekin. « Contribution à l'optimisation Énergétique d'un Système Pile à Combustible Embarqué ». thesis. Besançon, 1er jan. 2004.

[96] Phatiphat Thounthong, Stephane Raël et Bernard Davat. « 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 (2009), p. 376-385. issn : 0378-7753. doi : 10.1016/j.jpowsour.2008.12.120.

[97] Hongmei Tian et al. « A Cell-to-Module-to-Array Detailed Model for Photovoltaic Panels ». In : *Solar energy* 86.9 (2012), p. 2695-2706.

[98] P. Tøndel, T.A. Johansen et A. Bemporad. « Evaluation of Piecewise Affine Control via Binary Search Tree ». In : *Automatica* 39.5 (2003), p. 945-950. issn : 00051098. doi : 10.1016/S0005-1098(02)00308-4.

[99] Mohamed Trabelsi et al. « High Performance Voltage-Sensorless Model Predictive Control for Grid Integration of Packed U Ceils Based PV System ». In : *2017 19th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe)*. 2017 19th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe). Sept. 2017, P.1-P.8. doi : 10.23919/EPE17ECCEEurope.2017.8098921.

[100] *Uranium 2016 : Resources, Production and Demand*. url : https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2016/7301-uranium-2016.pdf (visité le 20/03/2017).

[101] Jinfeng Wu et al. « A Review of PEM Fuel Cell Durability : Degradation Mechanisms and Mitigation Strategies ». In : *Journal of Power Sources* 184.1 (2008), p. 104-119. issn : 03787753. doi : 10.1016/j.jpowsour.2008.06.006.

[102] Xingyu YAN. « Gestion Énergétique Sous Incertitude : Application à La Planification et à l'allocation de Réserve Dans Un Micro Réseau Électrique Urbain Comportant Des Générateurs Photovoltaïques Actifs et Du Stockage ». Thèse de doct. Centralle Lille, 2017.

[103] *Yalmip : Unit Commitment, Fonction consequtiveON*. 16 sept. 2016. url : https://yalmip.github.io/example/unitcommitment/ (visité le 11/09/2019).

[104] Xiao-Zi Yuan et al. « A Review of Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell Durability Test Protocols ». In : *Journal of Power Sources* 196.22 (2011), p. 9107-9116. issn : 03787753. doi : 10.1016/j.jpowsour.2011.07.082.

[105] Zheng Zeng, Huan Yang et Rongxiang Zhao. « Study on Small Signal Stability of Microgrids : A Review and a New Approach ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.9 (2011), p. 4818-4828. issn : 1364-0321. doi : 10.1016/j.rser.2011.07.069.

[106] Jintao Zhang, Zhenhai Xia et Liming Dai. « Carbon-Based Electrocatalysts for Advanced Energy Conversion and Storage ». In : *Science Advances* 1 (28 août 2015), e1500564-e1500564. doi : 10.1126/sciadv.1500564.

[107] S Zhang et al. « A Review of Accelerated Stress Tests of MEA Durability in PEM Fuel Cells ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 34.1 (2009), p. 388-404. issn : 03603199. doi : 10.1016/j.ijhydene.2008.10.012.

[108] Tong Zhang et al. « A Review of Automotive Proton Exchange Membrane Fuel Cell Degradation under Start-Stop Operating Condition ». In : *Applied Energy* 223 (2018), p. 249-262. issn : 03062619. doi : 10.1016/j.apenergy.2018.04.049.

[109] Zhongtian Zhao, Jian Hu et Hongtao Chen. « Bus Voltage Control Strategy for Low Voltage DC Microgrid Based on AC Power Grid and Battery ». In : *First IEEE International Conference on Energy Internet*. First IEEE International Conference on Energy Internet. IEEE, 2017, p. 349-354. isbn : 978-1-5090-5759-7. doi : 10.1109/ICEI.2017.68.

[110] C.H. Zheng et al. « Prolonging Fuel Cell Stack Lifetime Based on Pontryagin's Minimum Principle in Fuel Cell Hybrid Vehicles and Its Economic Influence Evaluation ». In : *Journal of Power Sources* 248 (2014), p. 533-544. ISSN : 03787753. DOI : 10.1016/j.jpowsour.2013.09.110.

POLE RECHERCHE
Ecoles **D**octorales

LETTRE D'ENGAGEMENT DE NON-PLAGIAT

Je, soussigné(e) Fabrice K/BIDI en ma qualité de doctorant(e) de l'Université de La Réunion, déclare être conscient(e) que le plagiat est un acte délictueux passible de sanctions disciplinaires. Aussi, dans le respect de la propriété intellectuelle et du droit d'auteur, je m'engage à systématiquement citer mes sources, quelle qu'en soit la forme (textes, images, audiovisuel, internet), dans le cadre de la rédaction de ma thèse et de toute autre production scientifique, sachant que l'établissement est susceptible de soumettre le texte de ma thèse à un logiciel anti-plagiat.

Fait à Saint Denis, le 21/10/2019

Signature :

Extrait du Règlement intérieur de l'Université de La Réunion
(validé par le Conseil d'Administration en date du 11 décembre 2014)

Article 9. Protection de la propriété intellectuelle – Faux et usage de faux, contrefaçon, plagiat

L'utilisation des ressources informatiques de l'Université implique le respect de ses droits de propriété intellectuelle ainsi que ceux de ses partenaires et plus généralement, de tous tiers titulaires de tels droits.
En conséquence, chaque utilisateur doit :
- utiliser les logiciels dans les conditions de licences souscrites ;
- ne pas reproduire, copier, diffuser, modifier ou utiliser des logiciels, bases de données, pages Web, textes, images, photographies ou autres créations protégées par le droit d'auteur ou un droit privatif, sans avoir obtenu préalablement l'autorisation des titulaires de ces droits.

La contrefaçon et le faux
Conformément aux dispositions du code de la propriété intellectuelle, toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle d'une œuvre de l'esprit faite sans le consentement de son auteur est illicite et constitue un délit pénal.
L'article 444-1 du code pénal dispose : « Constitue un faux toute altération frauduleuse de la vérité, de nature à causer un préjudice et accomplie par quelque moyen que ce soit, dans un écrit ou tout autre support d'expression de la pensée qui a pour objet ou qui peut avoir pour effet d'établir la preuve d'un droit ou d'un fait ayant des conséquences juridiques ».
L'article L335_3 du code de la propriété intellectuelle précise que : « Est également un délit de contrefaçon toute reproduction, représentation ou diffusion, par quelque moyen que ce soit, d'une œuvre de l'esprit en violation des droits de l'auteur, tels qu'ils sont définis et réglementés par la loi. Est également un délit de contrefaçon la violation de l'un des droits de l'auteur d'un logiciel (…) ».

Le plagiat est constitué par la copie, totale ou partielle d'un travail réalisé par autrui, lorsque la source empruntée n'est pas citée, quel que soit le moyen utilisé. Le plagiat constitue une violation du droit d'auteur (au sens des articles L 335-2 et L 335-3 du code de la propriété intellectuelle). Il peut être assimilé à un délit de contrefaçon. C'est aussi une faute disciplinaire, susceptible d'entraîner une sanction.
Les sources et les références utilisées dans le cadre des travaux (préparations, devoirs, mémoires, thèses, rapports de stage…) doivent être clairement citées. Des citations intégrales peuvent figurer dans les documents rendus, si elles sont assorties de leur référence (nom d'auteur, publication, date, éditeur…) et identifiées comme telles par des guillemets ou des italiques.
Les délits de contrefaçon, de plagiat et d'usage de faux peuvent donner lieu à une sanction disciplinaire indépendante de la mise en œuvre de poursuites pénales.