



HAL
open science

Modélisation, dimensionnement et optimisation des systèmes d'alimentation décentralisés à énergie renouvelable - application des systèmes multi-agents pour la gestion de l'énergie

Jérémy Lagorce

► **To cite this version:**

Jérémy Lagorce. Modélisation, dimensionnement et optimisation des systèmes d'alimentation décentralisés à énergie renouvelable - application des systèmes multi-agents pour la gestion de l'énergie. Energie électrique. Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2009. Français. NNT : 2009BELF0119 . tel-00604024

HAL Id: tel-00604024

<https://theses.hal.science/tel-00604024>

Submitted on 6 Jul 2011

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 Technologie de Belfort-Montbéliard
École doctorale Sciences Pour l'Ingénieur et Microtechniques

THESE

Présentée à

L'Université de Technologie de Belfort-Montbéliard
en vue de l'obtention du titre de
Docteur

par

JÉRÉMY LAGORSE

Ingénieur de l'Université de Technologie de Belfort-Montbéliard
Département Génie Électrique et Systèmes de Commande

MODÉLISATION, DIMENSIONNEMENT ET OPTIMISATION DES
SYSTÈMES D'ALIMENTATION DÉCENTRALISÉS À ÉNERGIE
RENOUVELABLE - APPLICATION DES SYSTÈMES MULTI-AGENTS
POUR LA GESTION DE L'ÉNERGIE

Le 5 novembre 2009

MEMBRES DU JURY :

M. PHILIPPE COSTERG	Total, Paris
M. MARCELO GODOY SIMÕES	Colorado School of Mines, Etats-Unis
M. XAVIER GUILLAUD	École Centrale de Lille, L2EP (Rapporteur)
M. NOUREDINE HADJSAID	G2Elab, Grenoble (Rapporteur)
M. ABDERRAFIÀA KOUKAM	UTBM, SeT, Belfort
M. MOHAMED MACHMOUM	Université de Nantes
M. ABDELLATIF MIRAOU	UTBM, SeT, Belfort

Remerciements

Si une thèse devait se résumer à cette sorte de long manuscrit que constitue ce document, cela serait bien triste pour son auteur, et tout autant ennuyeux pour ces lecteurs. Rassurez-vous, cela n'a pas été le cas grâce à la richesse et la variété des rencontres que j'ai eu l'occasion de faire au cours de ces trois (courtes?) années de travail.

Je souhaite tout d'abord exprimer toute ma gratitude envers les membres du jury qui ont bien voulu consacrer à ma thèse une partie de leur temps très précieux. Mes remerciements vont tout d'abord à Monsieur Mohamed MACHMOUM, Professeur à l'Université de Nantes pour m'avoir fait l'honneur de présider ce jury. Je remercie en particulier ceux qui ont accepté la lourde charge d'être les rapporteurs de ce travail et pour le vif intérêt qu'ils y ont porté :

- M. Xavier GUILLAUD, Professeur au Laboratoire d'électrotechnique et d'électronique de puissance de Lille de l'École Centrale de Lille
- Monsieur Nouredine HADJSAID, Professeur à Institut polytechnique de Grenoble Je tiens également à exprimer mes plus vifs remerciements à :
- M. Philippe COSTERG, Directeur adjoint de l'activité solaire photovoltaïque chez Total, pour l'intérêt industriel et les encouragements sur ce travail tout au long de cette thèse
- M. Abderrafiâa KOUKAM, Directeur du laboratoire SeT de l'UTBM, pour sa disponibilité et également pour avoir été à l'origine de la création et de la définition de ce sujet de thèse

Je tiens à exprimer mes plus sincères remerciements et ma reconnaissance envers mon directeur de thèse, le Professeur Abdellatif MIRAOUI, qui a tout d'abord réussi à me convaincre de faire cette thèse et m'a ainsi offert l'opportunité de par-

ticiper à ce projet passionnant. Au cours de ces trois années, il a su me donner la liberté nécessaire à l'exploration de nouvelles solutions, tout en m'encourageant dans les moments d'incertitudes face au choix que nous devons prendre. Aussi, bien au-delà des moyens matériels mis à ma disposition, il m'a donné l'occasion de rencontrer un grand nombre de personnes afin d'établir des échanges scientifiques très intéressants. Tout cela a incontestablement contribué à l'accomplissement et à l'aboutissement de ce travail.

Enfin, j'aimerais remercier M. Marcelo GODOY SIMÕES, Professeur au Colorado School of Mines, qui m'a fait l'honneur de venir assister à ma soutenance malgré la distance. Il a eu la courtoisie de m'accueillir pendant 4 mois au sein de son laboratoire aux Etats-Unis. Grâce à son immense gentillesse, je n'oublierai jamais cette période durant laquelle j'ai tant appris à ses côtés sur les plans scientifique, culturel et humain.

Malgré la distance qui désormais nous sépare, je n'oublierai jamais mes collègues de travail :

- Jérémie M'BOUA et Dimitri TORREGROSSA qui ont eu le courage et la patience de partager le même bureau que moi durant deux années. Je leur souhaite sincèrement la meilleure réussite dans leur dernière année de thèse ainsi que de trouver un lieu d'accueil après thèse où les parkings sont vides à 16h le vendredi soir... (ils comprendront).
- Damien PAIRE (cité en deuxième uniquement pour faire croire aux deux premiers qu'ils sont plus importants) qui a regroupé deux qualités principales : la patience de m'avoir encadré en tant qu'étudiant lors de la préparation de mon cycle ingénieur, puis le courage de travaillé avec moi. Son seul défaut restera sûrement de m'avoir connu. Ensemble, *nous avons eu des idées sur tout... Nous avons eu surtout des idées!*
- Benjamin BLUNIER, pour, comment dire... Les mots me manquant pour le remercier et pour décrire cette Artiste. Il fût pour moi un aîné scientifique et m'a énormément influencé dans mon travail. Je le remercie également pour ses grands moments de discussion musicologauchopoliticartisticologique.
- David BOUQUAIN pour ses précieux conseils pratiques, pour sa sympathie et pour la confiance qu'il m'a témoigné en me confiant certaines heures de

TD.

- Fabrice LAURI et Vincent HILAIRE pour nos nombreuses DOA (Discussions Orientées Agents).
- Béatrice BOURIOT, pour ses précieux conseils en CEM (Curriculum-vitae Emploi Mobilité).
- Agnès GRANDMOUGIN pour son organisation incomparable et pour les nombreux services qu'elle m'a rendus.
- Fei, Minh-Dinh, Patrice, Jawad, Daniel, Rija et Huangfu avec qui je n'ai pas forcément beaucoup travaillé mais avec qui j'ai pris beaucoup de plaisir à discuter.

Je remercie également tous mes amis qui ont su me faire relativiser l'importance de ce travail tout en y éprouvant un très grand intérêt : Laurent, Simona, Daniela, François, Amélie, Elo, Sam, Numérobis, Sébastien et Mamour. Je me permets de réserver un remerciement tout spécial à Christophe BOURGEOIS, avec qui j'ai passé l'ensemble de mes années d'études supérieures ainsi qu'à sa compagne Hélène BELLE (*faites vos valises, on rentre à Paris!*). Votre compagnie, votre soutien et l'intérêt particulier que vous avez porté à mon travail (des smart-grid au réchauffement climatique en passant par les mousseurs) m'ont particulièrement touché.

J'aimerais exprimer ma reconnaissance la plus profonde à Céline qui m'a laissé un sursis de trois ans pour faire cette thèse. Ton soutien inconditionnel durant cette thèse et ton aide précieuse lors de son achèvement furent indispensables à la réussite de ce projet. J'en profite pour remercier mes beaux-parents, qui ont, certainement inconsciemment, osé laisser leur fille au bras d'un thésard-guitariste.

Enfin, ma plus grande reconnaissance s'adresse à ma famille et plus particulièrement à mes parents qui ont su me donner un environnement familial exceptionnel durant mon enfance. Depuis mes premières découvertes du travail dans l'atelier d'ébénisterie paternel, jusqu'au tuyau maternel pour trouver un premier stage dans le domaine du génie électrique, vous avez su me donner la liberté nécessaire à mon épanouissement personnel et professionnel. Sachez que je vous en serai toujours reconnaissant. C'est à vous que je dédie cette thèse.

Résumé

Face au défi énergétique actuel, les systèmes hybrides à énergie renouvelable apparaissent comme une solution potentielle pour la production d'électricité. Cependant, de nombreux verrous, comme par exemple le coût, l'intermittence de l'énergie produite ou encore la fiabilité de ces systèmes, empêchent le recours massif à l'utilisation de telles solutions. Afin de les surmonter, des solutions doivent être apportées aux deux problématiques majeures de ces systèmes que sont le dimensionnement optimal et la gestion de l'énergie. Cette thèse propose donc des solutions pour chacune de ces deux thématiques.

La première partie de ce mémoire définit ces deux problématiques. Puis, avant de proposer certaines voies d'améliorations, les solutions déjà apportées sont analysées en soulignant leurs intérêts mais aussi leurs limites.

La seconde partie détaille la solution apportée pour le dimensionnement optimal, en s'appuyant sur un système composé d'un générateur photovoltaïque (PV), de batteries et d'une pile à combustible (PàC). La solution repose sur l'utilisation d'une fonction de coût, d'un modèle énergétique permettant d'évaluer les contraintes subies par les composants et d'un algorithme génétique pour l'optimisation. A partir de deux cas d'études, les résultats d'optimisation sont donnés et l'intérêt du couplage PV-PàC est analysé.

Les deux dernières parties présentent l'application du principe des systèmes multi-agents (SMA) pour la gestion d'énergie d'un système multi-sources. Le chapitre 3 expose l'intérêt de cette méthode et détaille sa mise en oeuvre. Ensuite, la création d'un modèle de simulation du système permet de valider le principe imaginé. Enfin, le dernier chapitre présente les résultats expérimentaux obtenus à partir d'un système composé de super-condensateurs, d'une batterie, d'un PV et du réseau. Pour la première fois, ces résultats montrent expérimentalement le fonctionnement d'un SMA pour la gestion d'énergie.

Abstract

Hybrid systems using renewable energy appear as a potential solution for electricity generation. Many barriers such as cost and the intermittent nature of the power production or the reliability of these systems prevent the massive application and use of those solutions. Solutions must be made for the major problems of these systems that are optimal sizing and energy management. This thesis proposes solutions to both topics.

The first chapter of this paper defines these two issues. Then, before suggesting some ways of improvements, previous solutions are analyzed by highlighting their interests but also their limits.

The second chapter details the solution for the optimal design, based on a system consisting of a photovoltaic array (PV), a battery and a fuel cell (FC). The solution is based on the use of a cost function, an energy model to assess the stresses in the components and a genetic algorithm for optimization. From those two case studies, the results of optimization are given and the interest of coupling PV-FC is analyzed.

The last two chapters present the principles of multi-agent systems (MAS) for energy management of a multi-sources system. Chapter 3 describes the usefulness of this method and describes its implementation. Then, a simulation model of a system is created and is used to validate the proposed principle. The final chapter presents the experimental results obtained from a system composed of supercapacitors, a battery, a PV and the grid. These results show experimentally the functioning of a multi-agent system for energy management applications.

Table des matières

Liste des symboles utilisés	xxiii
Introduction générale	1
1 Les systèmes hybrides décentralisés	7
1.1 Présentation générale	7
1.2 Problématique du dimensionnement	10
1.2.1 Définition du dimensionnement	10
1.2.2 Méthode classique de dimensionnement des systèmes PV- Batterie	11
1.2.3 Dimensionnement de systèmes comportant un générateur auxiliaire	12
1.2.4 Quelle solution pour le dimensionnement optimal?	17
1.3 Problématique de la gestion d'énergie	18
1.3.1 Définition de la gestion d'énergie	18
1.3.2 Vision classique de la gestion d'énergie	21
1.3.3 Vers une approche décentralisée	22
2 Dimensionnement optimal des systèmes	25
2.1 Présentation du cas d'étude	25
2.2 Paramètres à déterminer lors de la conception	27
2.3 Principe général du dimensionnement optimal	28
2.4 Fonction de coût	28
2.5 Modèle du système	31
2.5.1 Nécessité d'un modèle	31
2.5.2 Générateur photovoltaïque	33

2.5.3	Pile à combustible	40
2.5.4	Batterie et manque d'énergie	42
2.5.5	Convertisseurs	51
2.5.6	Profil de charge	52
2.6	Résultats et observations du modèle	52
2.6.1	Effet de l'orientation des panneaux	52
2.6.2	Comportement du modèle	56
2.6.3	Fonction à optimiser	63
2.7	Optimisation du dimensionnement	66
2.7.1	Principe général de l'optimisation	66
2.7.2	Les algorithmes génétiques	66
2.7.3	Tests et résultats de l'algorithme d'optimisation retenu	70
2.8	Programme de dimensionnement	73
2.8.1	Développement du programme	73
2.8.2	Utilisation du programme	76
2.9	Etude des résultats d'optimisation	80
2.9.1	Optimisation d'un système PV-BAT-PàC	80
2.9.2	Optimisation de systèmes sans PàC	85
2.9.3	Intérêt des PàC pour les systèmes stationnaires	87
2.10	Conclusion	89
3	Gestion distribuée de l'énergie	91
3.1	Présentation du système	91
3.1.1	Architecture électrique	91
3.1.2	Architecture de contrôle	93
3.1.3	Quelle gestion d'énergie pour ce système?	94
3.2	Gestion d'énergie par SMA	96
3.2.1	Agent et SMA	96
3.2.2	Un SMA pour la gestion d'énergie	98
3.3	Modèle de simulation	104
3.3.1	Le choix de Matlab-Simulink	104
3.3.2	Modélisation du système	105
3.3.3	Implémentation du système multi-agents	114
3.4	Résultats et analyses	119

3.4.1	Hypothèses	119
3.4.2	Résultats	120
3.4.3	Comportement général	120
3.4.4	Evolution de la tension du bus	126
3.4.5	Panne des SC	128
3.5	Validation de la commande du PV	132
3.5.1	Fonctionnement dans le cas normal	132
3.5.2	Choix des paramètres de l'algorithme MPPT	133
3.6	Conclusion	137
4	Expérimentation de la gestion d'énergie	139
4.1	Présentation du système	139
4.1.1	Partie puissance	139
4.1.2	Partie commande	142
4.2	Résultats expérimentaux	145
4.2.1	Premier scénario : pas d'échange du jeton	145
4.2.2	Second scénario : échange du jeton	150
4.3	Conclusion	157
	Conclusion générale	159
	Liste des publications	163
	Annexes	167
A	Programme de dimensionnement	167
A.1	Code source de la batterie	167
A.2	Code source de la PàC	174
B	Programmation des agents	179
B.1	Code de l'agent réseau	179

Table des figures

1	Production mondiale d'énergie électrique totale et d'origine renouvelable	2
2	Part de la production d'électricité d'origine renouvelable dans la production totale	2
1.1	Schéma de principe d'un système composé uniquement de PV et de batteries	7
1.2	Schéma de principe d'un système hybride composé de PV, de batteries et d'un générateur auxiliaire	9
1.3	L'indicateur hybride pour un système associant au PV un générateur diesel [79]	12
1.4	Extrait de l'interface du logiciel HOMER	15
1.5	Classification des domaines d'utilisation de la gestion d'énergie dans le génie électrique	19
1.6	Analogie fluidique de la gestion d'énergie [6]	21
2.1	Schéma de principe du système hybride étudié	26
2.2	Figure Principe d'activation de la PàC	26
2.3	Structure générale du modèle de simulation	32
2.4	Principe du modèle	32
2.5	Les différents types de rayonnements solaires	33
2.6	Extrait des données d'ensoleillement direct E_{dir}	34
2.7	Extrait des données d'ensoleillement diffus horizontal E_{dif_h}	35
2.8	Extrait des données d'ensoleillement global horizontal E_g	35
2.9	Illustration de l'angle d'incidence θ et de l'angle d'inclinaison du panneau Σ	36

2.10	Illustration des différents angles intervenant dans le calcul	37
2.11	Position du soleil selon l'angle d'altitude et l'angle d'azimut	37
2.12	Angles issus de la géométrie Terre Soleil	38
2.13	Evolution de la déclinaison solaire sur une année	39
2.14	Illustration de l'angle de déclinaison à différents moments de l'année	39
2.15	Extrait d'une documentation du constructeur Sonnenschein pour sa batterie A500. La capacité apparente diminue lorsque la puissance augmente.	43
2.16	Analogie fluidique du modèle cinétique de la batterie	43
2.17	Durée de vie de la batterie en fonction de la profondeur de décharge	48
2.18	Extrait de l'évolution du SOC	49
2.19	Illustration de la méthode de comptage rainflow	50
2.20	Rendement d'un convertisseur en fonction de sa puissance d'entrée .	51
2.21	Extrait d'un profil de charge sur 24 heures	52
2.22	Influence de l'inclinaison du panneau sur la production totale d'énergie	53
2.23	Influence de l'orientation du panneau sur la production totale d'éner- gie	54
2.24	Répartition de la production d'énergie sur l'année pour une incli- naison de 0°	55
2.25	Répartition de la production d'énergie sur l'année pour une incli- naison de 56°	56
2.26	Répartition de la production d'énergie sur l'année pour une incli- naison de 85°	57
2.27	Evolution des puissances du panneau et de la charge lorsque la PàC est désactivée	58
2.28	Evolution de la puissance de la batterie lorsque la PàC est désactivée	58
2.29	Evolution du niveau de charge de la batterie lorsque la PàC est désactivée	59
2.30	Evolution des puissances du panneau, de la charge et de la PàC lorsque la PàC est activée	60
2.31	Evolution de la puissance de la batterie lorsque la PàC est activée .	60
2.32	Evolution du niveau de charge de la batterie lorsque la PàC est activée	61
2.33	Evolution de l'activation de la PàC au cours d'une année	61
2.34	Evolution du niveau de charge de la batterie au cours d'une année .	62

2.35	Influence de chacun des paramètres sur le coût total du système . . .	64
2.36	Influence de la puissance de la PàC et de l'angle d'inclinaison du PV sur le coût total du système	65
2.37	Structure générale du programme d'optimisation	67
2.38	Principe des algorithmes génétiques	69
2.39	Evolution des paramètres au cours de l'optimisation	71
2.40	Evolution du coût du système au cours de l'optimisation	72
2.41	Dossier du fichier exécutable	77
2.42	Onglet « Simulation » du programme de dimensionnement	78
2.43	Onglet « Battery » du programme de dimensionnement	78
2.44	Onglet « GA » du programme de dimensionnement	79
2.45	Profil de consommation estivale	81
2.46	Répartition des coûts pour une consommation estivale avec PàC . . .	82
2.47	Profil de consommation hivernale	82
2.48	Répartition des coûts pour une consommation hivernale avec PàC . .	83
2.49	Evolution du niveau de charge de la batterie lorsque la consommation est accrue en été	86
2.50	Répartition des coûts pour une consommation estivale sans PàC . . .	86
2.51	Répartition des coûts pour une consommation hivernale sans PàC . .	87
3.1	Architecture électrique du système étudié	91
3.2	Schéma électrique détaillé du système	93
3.3	Architecture de contrôle des convertisseurs	94
3.4	Système de gestion classique	95
3.5	Un agent (l'agent « A ») intégré dans le système	99
3.6	Structure du système commandé par SMA. Pour une meilleure lisibilité de ce schéma, les contrôleurs présents entre les agents et les convertisseurs n'apparaissent pas.	100
3.7	Communication entre deux agents lors du passage de jeton	101
3.8	Diagramme d'états simplifié de l'agent SC	102
3.9	Schéma équivalent des supercondensateurs	106
3.10	Schéma de principe d'un convertisseur réversible en courant	109
3.11	Schéma de l'onduleur triphasé	110
3.12	Schéma du convertisseur boost	112

3.13	Algorithme MPPT P&O utilisé	113
3.14	Schéma de principe du contrôle MPPT du convertisseur boost	114
3.15	Bloc S-Function utilisé pour l'agent SC	115
3.16	Machine d'état simplifiée de l'agent réseau	117
3.17	Profils de charge et de production PV	121
3.18	Evolution des courants délivrés sur le bus DC par les différents éléments	122
3.19	Détenteur du jeton de régulation de tension du bus DC	122
3.20	Evolutions des niveaux de charges des batteries et des SC	123
3.21	Détail de l'évolution du courant de la batterie (réel et référence)	124
3.22	Evolution de la tension du bus DC	127
3.23	Détail de l'évolution de la tension du bus DC	127
3.24	Détenteur du jeton de régulation de tension du bus DC	128
3.25	Evolution des courants des différents éléments	129
3.26	Evolution du niveau de charge des SC et des batteries	130
3.27	Evolution de la tension du bus DC	131
3.28	Détail de l'évolution de la tension du bus DC	131
3.29	Ensoleillement reçu par le PV	133
3.30	Evolution des grandeurs électriques lors du test de l'algorithme MPPT	134
3.31	Puissance générée par le panneau et puissance injectée sur le bus	135
3.32	Evolution du rapport cyclique avec un temps rafraîchissement de 1 s	135
3.33	Puissance générée par le panneau et puissance injectée sur le bus	136
3.34	Evolution du rapport cyclique avec un temps rafraîchissement de 0,1 s	136
4.1	Système hybride utilisé pour l'expérimentation	140
4.2	Photographies des différents éléments utilisés	141
4.3	Structure du système de contrôle	144
4.4	Profils de charge et de production PV	146
4.5	Evolutions des niveaux de charges des batteries et des SC	147
4.6	Evolution des courants délivrés sur le bus DC par les différents éléments	148
4.7	Evolution de la tension du bus DC	150
4.8	Détail de l'évolution de la tension du bus DC	150

4.9	Profils de charge et de production PV	152
4.10	Evolutions des niveaux de charges des batteries et des SC	153
4.11	Evolution des courants délivrés sur le bus DC par les différents éléments	154
4.12	Détenteur du jeton de régulation de tension du bus DC	154
4.13	Evolution de la tension du bus DC	156
4.14	Détail de l'évolution de la tension du bus DC lors d'un échange de jeton	157

Liste des tableaux

2.1	Amplitudes des différents cycles	51
2.2	Paramètres du modèle des batteries utilisées (batteries 6FM200D) .	57
2.3	Coûts unitaires des éléments [4, 68, 9]	62
2.4	Plage de variation des paramètres du modèle de simulation	63
2.5	Illustration du croisement et de la mutation	70
2.6	Dimensionnement optimal pour les quatre cas étudiés	88
2.7	Coût de l'énergie produite pour les quatre cas étudiés	88
3.1	Représentation des pages jaunes	102
3.2	Codes utilisés pour les messages	118
3.3	Extrait de communication	119

Liste des symboles utilisés

Symboles utilisés dans la partie dimensionnement

$C_{\text{éléments}}$: Coût des éléments

C : Coût

C_{PV} : Coût du générateur photovoltaïque

C_{BAT} : Coût des batteries

$C_{\text{PàC}}$: Coût de la pile à combustible

C_{H_2} : Coût de l'hydrogène

nb : Nombres d'élément

DV : Durée de vie

$C_{\text{élément}}$: Coût d'un élément

CU : Coût unitaire

P_{PV_c} : Puissance crête du panneau solaire

Q_{BAT} : Capacité de la batterie

$P_{\text{PàC}_n}$: Puissance nominale de la PàC

Q_{H_2} : Quantité d'hydrogène consommée

$C_{\text{pénalité}}$: Coût de pénalité

E_{manque} : Energie manquante

C_{total} : Coût total du système

$\eta_{\text{Conv PV}}$: Rendement du convertisseur statique associé au PV

i : Indice désignant un certain pas de simulation

$\eta_{\text{Conv PàC}}$: Rendement du convertisseur statique associé à la PàC

P_{BAT} : Puissance de la batterie

P_{PV} : Puissance des PV

$P_{\text{PàC}}$: Puissance de la PàC

- P_{CHARGE} : Puissance de la charge
 $E_{n_{\text{PV}}}$: Ensoleillement nominal des PV
 E_{dir} : Ensoleillement direct
 E_{dif_h} : Ensoleillement diffus horizontal
 E_g : Ensoleillement global horizontal
 E_{dir_c} : Ensoleillement direct reçu par le collecteur PV
 E_{dif_c} : Ensoleillement diffus reçu par le collecteur PV
 E_{g_c} : Ensoleillement global reçu par le collecteur PV
 θ : Angle d'incidence entre le rayonnement direct et la normale aux PV
 Σ : Angle d'inclinaison des PV
 Φ_C : Angle d'azimut du panneau solaire
 β : Angle d'altitude du soleil
 Φ_S : Angle d'azimut du soleil
 L : Latitude du lieu de l'installation
 δ : Angle de déclinaison solaire
 H : Angle horaire
 HS : Heure solaire
 P_{H_2} : Puissance consommée sous forme d'hydrogène
 ΔT : Pas de calcul du modèle de simulation
 E_{H_2} : Energie consommée sous forme d'hydrogène
 N : Nombre de jours écoulés depuis le début de l'année
 n : Nombre de pas de calcul
 $nb_{d \text{ P\grave{a}C}}$: Nombre de démarrages de la P\grave{a}C
 $nb_{h \text{ P\grave{a}C}}$: Nombre d'heures de fonctionnement de la P\grave{a}C
 $nb_{d \text{ P\grave{a}C}_{max}}$: Nombre maximum de démarrages de la P\grave{a}C
 $nb_{h \text{ P\grave{a}C}_{max}}$: Nombre maximum d'heures de fonctionnement de la P\grave{a}C
 Q_1 : Energie directement disponible à la sortie de la batterie
 Q_2 : Energie retenue dans la batterie
 k' : Conductance entre les deux réservoirs du modèle de la batterie
 $Q_{1_{max}}$: Capacité du réservoir 1 du modèle de la batterie
 $Q_{2_{max}}$: Capacité du réservoir 2 du modèle de la batterie
 q_1 : Energie stockée dans le réservoir 1 du modèle de la batterie
 q_2 : Energie stockée dans le réservoir 2 du modèle de la batterie
 $P_{\text{BAT}_{\text{MAX}}}$: Puissance maximale délivrable par la batterie

$P_{\text{BAT d}}$: Puissance demandée à la batterie
 P_{manque} : Puissance manquante
 DOD : Profondeur de décharge de la batterie
 N_{cy} : Nombre de cycles subis par la batterie
 C_R : Nombre de cycles avant rupture de la batterie
 $P_{\text{PàC}_n}$: Puissance nominale de la PàC

Symboles utilisés dans la partie gestion d'énergie

v_{SC} : Tension des SC
 R_{SC} : Résistance série des SC
 i_{SC} : Courant des SC
 C_{SC} : Capacité des SC
 SOC_{SC} : Niveau de charge des SC
 $V_{\text{SC n}}$: Tension nominale des SC
 $Q_{\text{BAT n}}$: Capacité nominale de la batterie
 V_{resMAX} : Amplitude des tensions simples du réseau
 $v_{1\text{O}}$: Tension entre la sortie du bras 1 de l'onduleur et la masse du bus DC
 $v_{2\text{O}}$: Tension entre la sortie du bras 2 de l'onduleur et la masse du bus DC
 $v_{3\text{O}}$: Tension entre la sortie du bras 3 de l'onduleur et la masse du bus DC
 $v_{1\text{N}}$: Tension simple du réseau (phase 1)
 $v_{2\text{N}}$: Tension simple du réseau (phase 2)
 $v_{3\text{N}}$: Tension simple du réseau (phase 3)
 v_{NO} : Tension entre le point neutre du réseau et la masse du bus DC
 R_L : Résistance parasite de l'inductance L
 v_{DC} : Tension du bus DC
 C_{DC} : Capacité du bus DC
 $i_{\text{BAT}_{\text{DC}}}$: Courant fourni par la batterie sur le bus DC
 $i_{\text{SC}_{\text{DC}}}$: Courant fourni par les SC sur le bus DC
 $i_{\text{res}_{\text{DC}}}$: Courant fourni par le réseau sur le bus DC
 $i_{\text{PV}_{\text{DC}}}$: Courant fourni par le PV sur le bus DC
 i_{CHARGE} : Courant de la charge sur le bus DC (négatif lorsque la charge consomme)
 v_{PV} : Tension des panneaux solaires

i_{PV} : Courant des panneaux solaires

$V_{PV_{max}}$: Tension nominale de circuit ouvert des panneaux

$I_{PV_{max}}$: Courant de court-circuit des panneaux pour différents ensoleillement

$V_{PV_{min}}$: Tension des panneaux solaires lorsque l'ensoleillement représente 20 % du nominal

V_b : Tension des panneaux solaires lorsque le courant représente 63 % du courant de cc

$I_{PV_{cc}}$: Courant nominal de court-circuit des panneaux

TC_i : Coefficient de température du PV en courant

TC_v : Coefficient de température du PV en tension

v_H : Tension haute d'un convertisseur réversible en courant

v_B : Tension basse d'un convertisseur réversible en courant

i_B : Courant du côté de la haute tension dans un convertisseur réversible

i_H : Courant du côté de la haute tension dans un convertisseur réversible

v_L : Tension aux bornes de l'inductance d'un convertisseur réversible

Introduction générale

Suite à la prise de conscience mondiale des enjeux liés à l'énergie, ce début de siècle sera sans doute marqué par l'évolution rapide des technologies liées à la production d'énergie d'origine renouvelable. En effet, les énergies renouvelables bénéficient de deux atouts majeurs leur permettant de répondre aux principaux problèmes énergétiques actuels. Premièrement, comme leur nom l'indique, elles se régénèrent naturellement, tout du moins à l'échelle de la vie humaine. Leur deuxième atout permet de répondre à la problématique du réchauffement climatique car elles ne rejettent pas de polluants pendant leur utilisation, et la fabrication des générateurs entraîne peu d'émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

Cependant, les énergies renouvelables se développent moins rapidement que les énergies fossiles qui, elles, continuent leur forte progression comme le montre la figure 1 (source EIA¹ [23]). En effet, entre 1996 et 2006, les EnR ont progressé de 22 % en valeur absolue au niveau mondial mais, dans le même temps, leur part dans la production électrique totale a baissé de 10 % (voir figure 2). Ceci s'explique simplement par l'augmentation de la consommation, qui bénéficie en priorité aux énergies fossiles qui ont augmenté de 40 %, toujours pour la même période. Actuellement les EnR représentent moins de 3 % de la consommation d'énergie primaire (hors biomasse) car elles ont tout de même quelques défauts :

- un prix élevé,
- un manque de prévisibilité (intermittence),
- un potentiel limité car renouvelable ne signifie pas en quantité inépuisable.

Il est indéniable que lorsque les EnR interviennent dans un réseau électrique

1. L'Agence d'Information sur l'Énergie (Energy Information Administration), créée en 1977, est l'agence indépendante de la statistique au sein du ministère de l'énergie des États-Unis. La mission de l'EIA est de fournir des données et des prévisions indépendantes du pouvoir politique.

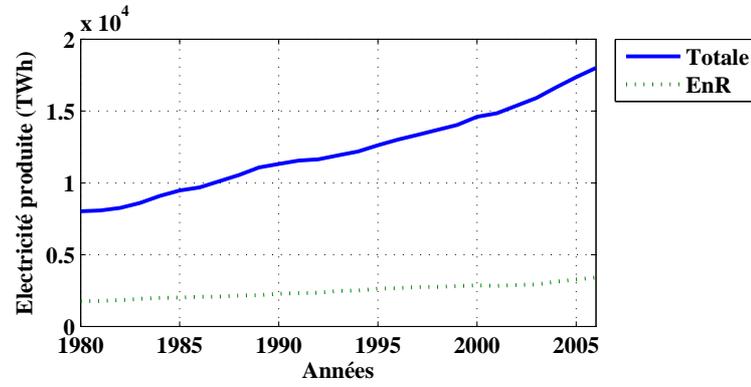


FIGURE 1 – Production mondiale d’énergie électrique totale et d’origine renouvelable

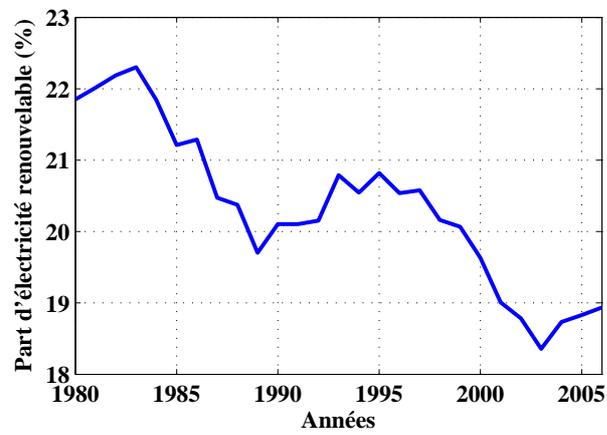


FIGURE 2 – Part de la production d’électricité d’origine renouvelable dans la production totale

centralisé, tels que ceux que nous connaissons aujourd'hui, le coût de l'énergie produite est plus important que le coût moyen proposé par les grands distributeurs d'électricité. C'est pourquoi, elles sont utilisées dans ce cadre uniquement grâce à de fortes subventions. On remarquera d'ailleurs que le prix de rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque intégré au bâtiment a été porté à 60 centimes d'euro en 2009 en France métropolitaine. Cela représente 5 à 6 fois le prix moyen de l'électricité achetée par un abonné particulier français. Même si ce prix peut paraître très intéressant, il ne parvient pas à produire un retour suffisant sur l'investissement dans une installation photovoltaïque.

De plus, pour la régulation du réseau électrique, l'intermittence des sources électriques renouvelables posent de nombreux problèmes. En effet, les réseaux électriques ne sont pas encore conçus pour supporter une production massivement décentralisée ; leur conception suit le schéma classique : production, transport, distribution et consommation. Or, la production peut maintenant se faire en plusieurs points, et les consommateurs deviennent également producteurs. Le schéma classique devra donc être profondément révisé pour assurer un développement correct des énergies renouvelables pour la production d'électricité.

Néanmoins, leur prix important, défaut très souvent reproché aux EnR, est un point à nuancer, surtout en ce qui concerne la production d'électricité. En effet, dans le cas de systèmes décentralisés, il convient de remarquer que les EnR sont d'ores et déjà intéressantes sur les plans technique et économique. En effet, dans le cas de petites communautés situées dans des zones isolées difficiles d'accès (montagnes, îles, déserts, camps itinérants, etc.), la construction de lignes électriques permettant la connexion au réseau entraîne un surcoût très important et un système autonome de production électrique est très souvent préféré. Afin de palier au problème d'intermittence des sources renouvelables, d'autres éléments sont associés à ces sources notamment pour le stockage de l'énergie. C'est ainsi que des systèmes hybrides couplant différentes sources et moyens de stockage sont créés.

Afin de développer l'intérêt et d'améliorer la fiabilité de tels systèmes, il est nécessaire d'apporter de nouvelles solutions et s'intéresser en particulier en deux problèmes. Le premier problème est celui du dimensionnement des systèmes hybrides. En effet, la conception du système doit passer par une phase de dimensionnement et qui, de manière à être optimal doit répondre aux contraintes imposées par les utilisateurs du système (consommation d'énergie), tout en garantissant un coût de

l'énergie minimum. Ce dernier point est une des clés pour garantir, d'un point de vue économique, l'attractivité de solutions à base d'énergie renouvelable. La seconde problématique est celle de la gestion de l'énergie pour les systèmes hybrides. Par nature, ce genre de système comporte plusieurs éléments. Le contrôle des différents éléments est réalisé par le système de gestion d'énergie qui est classiquement conçu à partir d'une approche centralisée. Or, un système hybride pouvant évoluer et contenir un nombre relativement important d'éléments, une approche centralisée peut être délicate à mettre en place. C'est pourquoi, une approche décentralisée peut-être préférée. Ce principe peut se structurer autour des systèmes multi-agents et de plus en plus de réflexions et de parutions scientifiques abordent ce thème pour la gestion d'énergie. En revanche, aucune étude n'a présenté concrètement et expérimentalement l'application de ce principe à la gestion d'énergie de systèmes hybrides.

Cette thèse, effectuée au sein de l'équipe Commande et Conversion de l'Energie du laboratoire SeT, a traité ces deux thématiques en proposant une solution originale pour le dimensionnement optimal de ces systèmes et en développant expérimentalement un système multi-agents pour la gestion de l'énergie. Ce dernier a notamment été développé grâce aux nombreux échanges avec d'autres équipes du SeT spécialisées dans le domaine des systèmes multi-agents, jusqu'ici très peu connus en génie électrique. Ainsi, ce mémoire présente les travaux réalisés dans ces deux domaines et est organisé de la manière suivante.

Organisation du mémoire

Le chapitre 1 propose tout d'abord de présenter et de définir ce que sont les systèmes hybrides à énergies renouvelables puis les deux problématiques sont développées. Les précédents travaux sont ainsi analysés et nous soulignons également les possibilités d'amélioration sur chacune des deux thématiques.

Le chapitre 2 présente la solution proposée pour le dimensionnement optimal des systèmes hybrides. En s'appuyant sur un cas d'étude, le modèle, la solution d'optimisation et les résultats de l'outil sont développés. Les résultats montrent l'importance de certains paramètres et l'utilité de certains éléments, comme par exemple la pile à combustible, dans un système hybride.

Le chapitre 3 s'intéresse à la gestion de l'énergie par un système multi-agents.

De manière à montrer concrètement le principe et le fonctionnement de la solution retenue, le développement s'appuie sur un cas concret, comme dans le second chapitre. Ainsi, le principe des systèmes multi-agents appliqué à la gestion de l'énergie est expliqué et est ensuite testé par un modèle de simulation. Les résultats permettent de juger de l'intérêt et de l'efficacité d'une approche distribuée pour la gestion de l'énergie dans les systèmes hybrides.

Enfin, le chapitre 4 présente le système réel sur lequel la gestion de l'énergie par un système multi-agents a été testée. Les résultats expérimentaux sont également présentés et prouvent le fonctionnement de la solution retenue.

Chapitre 1

Les systèmes hybrides décentralisés à énergie renouvelable

1.1 Présentation générale

Les sources d'énergie renouvelable pour la production d'électricité ont plusieurs atouts pour répondre au défi énergétique actuel. Cependant, l'énergie produite possède certains défauts. Sur un plan technique, le principal inconvénient de ces sources pour une utilisation autonome est l'intermittence. Pour palier momentanément à ce problème, il faut utiliser des moyens de stockage de l'énergie tels que des batteries. Ainsi, l'association d'un générateur d'énergie électrique et d'un système de stockage de l'énergie forme un système hybride de base.

La figure 1.1 représente schématiquement un système composé uniquement de batteries et d'un générateur photovoltaïque.

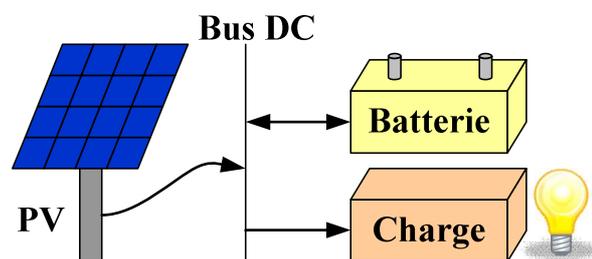


FIGURE 1.1 – Schéma de principe d'un système composé uniquement de PV et de batteries

Lors des périodes critiques, lorsque les sources ne produisent pas suffisamment d'énergie pour recharger correctement les batteries et assurer une alimentation permanente de la charge, un système aussi simple n'est pas forcément idéal. En effet, il devra être surdimensionné de manière à répondre à la période critique. C'est pourquoi, un générateur auxiliaire est souvent présent. Un générateur auxiliaire est un système qui, à partir d'un réservoir de carburant, peut produire de l'énergie électrique en fonction des besoins de l'utilisateur. Pour remplir cette fonction, des groupes électrogènes sont habituellement utilisés, comme par exemple dans l'installation d'Artosilla dans la région de Huesca en Espagne [44]. Ainsi, tant que le générateur est alimenté en carburant, il peut alimenter le système lorsque les autres sources ne sont pas suffisantes.

Néanmoins, cette solution présente deux inconvénients majeurs : le bruit et la pollution (gaz à effet de serre). Pour palier à ce problème, dans le cas d'applications stationnaires, une alternative au générateur diesel est aujourd'hui possible : la pile à combustible (PàC)¹. Avec cette solution, le générateur diesel est remplacé par une PàC et le réservoir de carburant par un réservoir d'hydrogène sous-pression.

Il existe différentes technologies de PàC et celle qui est aujourd'hui la plus aboutie et la mieux adaptée pour ce type d'application est la pile à membrane échangeuse de protons (abrégé par PEM dans la littérature anglophone). Les piles PEM produisent de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène, ce deuxième élément étant disponible dans l'air. L'hydrogène², noté H_2 d'après sa formule chimique, peut être produit par électrolyse de l'eau puis stocké sous pression dans des bouteilles.

Dans le cadre de cette thèse, nous nous sommes notamment intéressés à un système hybride composé de panneaux photovoltaïques (PV), de batteries et d'une PàC alimentée en hydrogène. Ce système de production autonome permet de fournir de l'électricité à une charge, c'est-à-dire à un ensemble d'appareils électriques pour l'utilisateur. Comme le montre la figure 1.2, tous ces éléments sont connectés ensemble autour d'un bus à courant continu (DC). Ce bus est constitué de deux fils conducteurs qui permettent à l'énergie électrique de transiter. Les flux d'énergie

1. Cette solution a le mérite d'être silencieuse, propre et respectueuse de l'environnement dans lequel elle est intégrée.

2. Il s'agit en réalité de dihydrogène qui est une molécule composée de 2 atomes d'hydrogène. Dans le langage courant, il est désigné par « hydrogène » lorsqu'il n'y a pas d'ambiguïté.

entre les éléments sont contrôlés par des convertisseurs statiques. Ces convertisseurs statiques peuvent être assimilés à des vannes capables de contrôler le débit d'énergie. Un système de contrôle permet de gérer ces flux d'énergie, par exemple en décidant d'allumer ou d'éteindre le générateur PàC ou encore en décidant de charger ou de décharger les batteries.

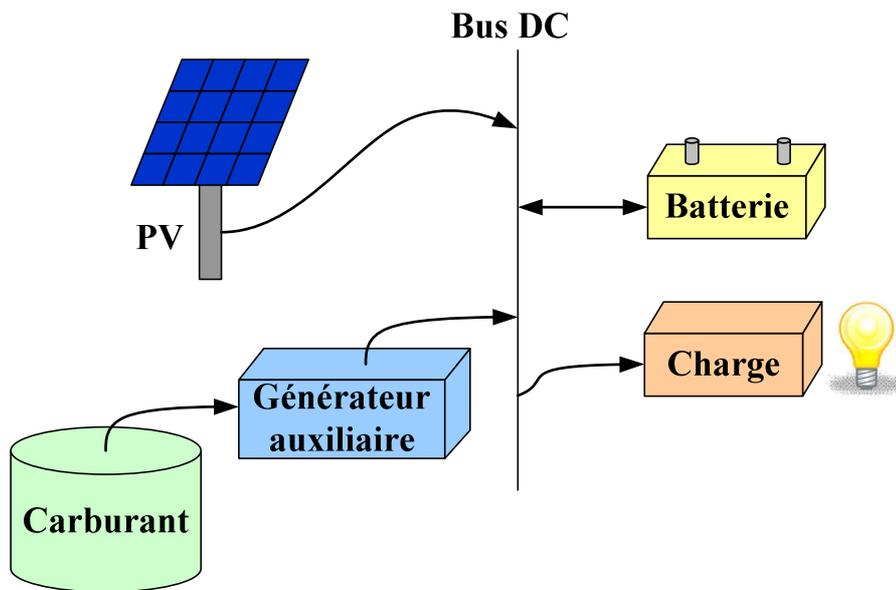


FIGURE 1.2 – Schéma de principe d'un système hybride composé de PV, de batteries et d'un générateur auxiliaire

Intérêt des systèmes hybrides Les systèmes hybrides utilisant des sources renouvelables peuvent être intéressants pour alimenter en électricité des communautés situées dans des zones isolées ou difficiles d'accès (montagnes, îles, déserts, camps itinérants, etc.). La construction de lignes électriques permettant la connexion au réseau entraîne un surcoût très important en fonction de l'éloignement du réseau électrique. Le coût de construction de lignes électriques est en moyenne de 50 kEUR/km [42], auquel il faut également ajouter les coûts de maintenance. De plus, si la distance est importante, la perte d'énergie engendrée par la ligne de transmission électrique n'est pas négligeable 2 % selon RTE [70]. Enfin, dans le cas de lignes de transmission aériennes, 10 fois moins coûteuses que des lignes enfouies, le problème d'impact sur le paysage peut se poser, même si cela

reste un critère subjectif. Pour ces différentes raisons, une alimentation électrique autonome stationnaire est de plus en plus considérée.

1.2 Problématique du dimensionnement

1.2.1 Définition du dimensionnement

Dans une installation hybride, telle que celle présentée dans la section 1.1, le concepteur du système doit associer les sources d'énergie et les moyens de stockage de manière à satisfaire deux objectifs :

- assurer une production suffisante pour couvrir l'ensemble de la consommation électrique des utilisateurs,
- garantir le coût minimum de l'énergie consommée par les utilisateurs.

Cette phase de la conception s'appelle le dimensionnement. Il s'agit notamment de déterminer quelle sera la puissance et la capacité des différents éléments. Cependant, à cause de la nature intermittente des sources renouvelables, le dimensionnement de l'installation s'avère difficile et doit, en toute rigueur, dépendre à la fois des caractéristiques météorologiques du lieu où le système sera installé tout en intégrant le profil de consommation.

En effet, comment dimensionner chacun des éléments en termes de puissance et de capacité afin d'assurer une alimentation permanente de la charge, tout en obtenant une énergie au moindre coût ? Par exemple, sur un simple système équipé de batteries et de panneaux solaires photovoltaïques, que faut-il privilégier : une grande surface de panneaux photovoltaïques tout en minimisant la capacité des batteries ou l'inverse, au risque de faire subir des décharges trop profondes qui endommageraient les batteries ? Répondre à ce problème d'optimisation est précisément l'un des objectifs de cette thèse. Il s'agit de fournir au concepteur une solution permettant de dimensionner de manière optimale un système autonome de production d'électricité.

1.2.2 Méthode classique de dimensionnement des systèmes PV-Batterie

Dans le cas de simples systèmes associant uniquement panneau solaire et batterie, certaines solutions existent. La conception classique de ce genre de système se base sur des données d'ensoleillement, moyennées généralement sur un mois, ainsi que sur la consommation moyenne d'électricité [44, 76]. A partir de ces données il est alors possible de déduire la puissance photovoltaïque qui devra être installée. Ensuite, pour déterminer la capacité de la batterie, le concepteur fixe le nombre de jours pendant lequel le système doit pouvoir fonctionner en autonomie dans le cas de l'absence de production photovoltaïque. Cette méthode de conception est aujourd'hui souvent utilisée car, si le nombre de jours d'autonomie a été correctement choisi, cela garantit une alimentation ininterrompue de la charge. Une démarche similaire est également adoptée pour des systèmes couplant des éoliennes et des batteries.

Cependant, cette solution présente un certain nombre d'inconvénients. Tout d'abord, le coût de l'énergie n'est pas du tout pris en compte. Le système est souvent surdimensionné afin de répondre à l'unique contrainte considérée : l'alimentation ininterrompue de la charge. L'utilisateur n'a donc pas la garantie d'obtenir de ce système un coût de l'énergie minimum. Ensuite, ce dimensionnement ne tient pas compte des cycles de charge / décharge infligés à la batterie. Cette technique peut donc entraîner un vieillissement prématuré de la batterie. Si le panneau photovoltaïque est d'une puissance insuffisante, la batterie subira plus de cycles de décharges profondes, notamment dans les périodes hivernales critiques. Enfin, cette méthode étant basée sur l'analyse exclusive de la période la plus critique en termes de production photovoltaïque, une grande partie de l'énergie potentiellement produite dans des périodes plus favorables (période estival) n'est pas stockée, ni même utilisée. Cela entraîne donc une utilisation moindre du photovoltaïque et allonge sa durée d'amortissement énergétique³.

Finalement, il faut remarquer que, dans le cas de systèmes comportant en plus un générateur auxiliaire, cette méthode ne peut pas être appliquée.

3. L'amortissement énergétique est le rapport entre l'énergie nécessaire pour produire le PV et l'énergie produite par le PV

1.2.3 Dimensionnement de systèmes comportant un générateur auxiliaire

Méthode classique

Dimensionnement préliminaire du PV et des batteries Classiquement, le dimensionnement d'un système comportant un générateur auxiliaire passe par le dimensionnement d'un système composé uniquement de PV et batteries. Ces éléments sont dimensionnés selon la méthode décrite précédemment (section 1.2.2). Ensuite, afin de déterminer s'il y a un intérêt à ajouter un générateur auxiliaire, il est courant d'utiliser l'indicateur hybride [79, 71].

L'indicateur hybride Il est représenté sur la figure 1.3 comme une courbe liant l'énergie consommée quotidiennement à un rapport panneau-charge. Le rapport panneau charge est le rapport entre la puissance du panneau et la charge journalière (W_p/W_h).

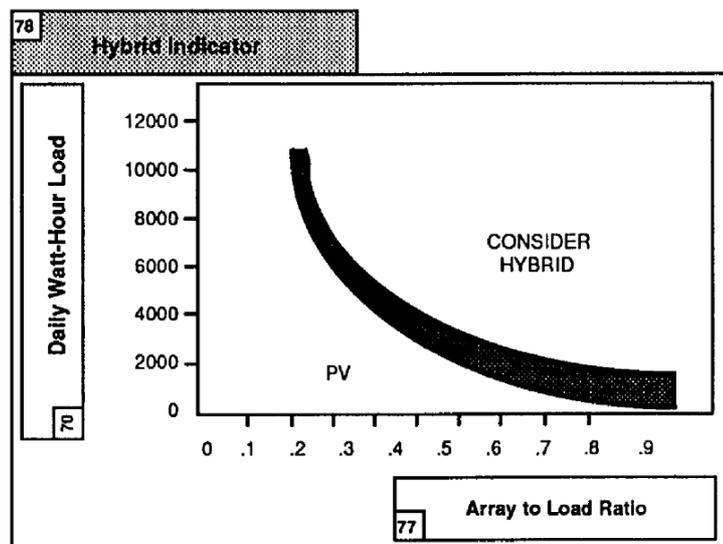


FIGURE 1.3 – L'indicateur hybride pour un système associant au PV un générateur diesel [79]

A partir du dimensionnement préliminaire du panneau, si le système se situe à droite de la courbe, il y a un intérêt d'utiliser un générateur auxiliaire. Sinon, un système composé uniquement de PV et de batteries est suffisant.

Prenons, par exemple, un système où l'énergie consommée est de 4 kWh par jour. Si le dimensionnement préliminaire donne une puissance de panneau de 1 kW, le rapport panneau-charge est de 0,25. Il n'y a ici pas de raison d'utiliser un système hybride car l'énergie solaire reçue dans cette région est suffisante. En revanche, si l'ensoleillement n'est pas suffisant, la puissance du panneau doit être plus importante. Si, par exemple, le dimensionnement préliminaire fait apparaître une puissance de panneau de 3 kW, le rapport panneau-charge augmente à 0,75 et un système hybride est alors intéressant.

Dimensionnement du PV Si l'utilisation d'un système hybride se justifie, on revient alors sur le dimensionnement du panneau solaire. La disponibilité du système est réduite en diminuant la puissance du PV. La disponibilité est généralement choisie autour de 80 %. Le reste de l'énergie sera fournie par le générateur diesel.

Dimensionnement du générateur diesel La puissance du générateur est choisie égale à la puissance maximum de la charge. De cette manière, la batterie se charge lorsque la charge est plus faible et le générateur opère toujours à une puissance quasiment constante.

L'activation du générateur dépend du niveau de charge minimale de la batterie recommandé par le constructeur ou choisi par le concepteur en fonction de la durée de vie de la batterie. La désactivation du générateur intervient généralement lorsque la batterie a retrouvé 80 % de son niveau de charge.

Inconvénients de cette méthode Comme précédemment, ce dimensionnement permet d'assurer une alimentation électrique permanente aux utilisateurs dans la limite de la puissance du générateur auxiliaire. En revanche, il ne permet toujours pas d'assurer un dimensionnement optimal d'un point de vue du coût de l'énergie délivrée. En effet, même si dans cette méthode l'intérêt de l'hybridation est vérifiée, le dimensionnement des éléments ne prend pas directement en compte cet objectif. Par exemple, le dimensionnement du PV est basé sur une certaine disponibilité du système. Or, selon l'ensoleillement reçu par le site de l'installation, il peut être intéressant d'ajuster la puissance du panneau solaire. Il est important de remarquer également que l'angle du panneau solaire est supposé fixe et n'inter-

vient pas comme paramètre de dimensionnement. Son importance est illustré dans la suite de ce mémoire (voir section 2.6.1).

Les paramètres de contrôle du générateur apparaissent dans le dimensionnement mais aucune méthode quantitative ne permet d'estimer leurs influences sur le coût total du système. Pourtant, ces paramètres peuvent modifier :

- la durée de vie de la batterie : en imposant des cycles de décharge plus ou moins important,
- la quantité de carburant consommée,
- la durée de vie du générateur en modifiant la durée d'activation de cet élément ou encore le nombre de cycles de démarrage qu'il subira.

Méthodes plus approfondies développées dans la littérature

Comme nous venons de le voir, la méthode classique présente un certain nombre de désavantages. Il est donc nécessaire de proposer une solution permettant de prendre en compte l'ensemble des paramètres du système et de les lier au coût total. Pour cela une modélisation du système est nécessaire. Certains outils existent sur le marché. Cependant, ces outils ne permettent pas d'optimiser directement le dimensionnement du système de manière à satisfaire les contraintes imposées par l'utilisateur.

Outils de modélisation disponibles Certains outils existent pour simuler et observer le comportement du système. Nous pouvons notamment citer les deux logiciels HOMER et HYBRID2 développés respectivement par le NREL⁴ et le CEERE⁵. Ces logiciels sont gratuits mais non libres ; on ne peut donc pas utiliser librement les codes sources de ces programmes.

Le logiciel HYBRID2 est un outil qui permet d'effectuer des études de systèmes hybrides ainsi que des analyses technico-économiques. Ce programme utilise entre autres des séries de données sur la charge, la vitesse du vent, l'ensoleillement, afin de prévoir les performances du système. HOMER permet d'étudier une grande variété de systèmes hybrides connectés ou non au réseau électrique principal (voir

4. National Renewable Energy Laboratory situé à Golden dans le Colorado. Ce laboratoire fait parti du DOE, Department Of Energy

5. Center for Energy Efficiency and Renewable Energy faisant parti de la University of Massachusetts Amherst

une capture d'écran figure 1.4). En plus de présenter des caractéristiques similaires à HYBRID2, il permet de faire des séries d'analyses afin d'estimer l'influence de certains paramètres de conception. En revanche, il ne possède pas d'algorithme permettant d'optimiser directement le dimensionnement du système.

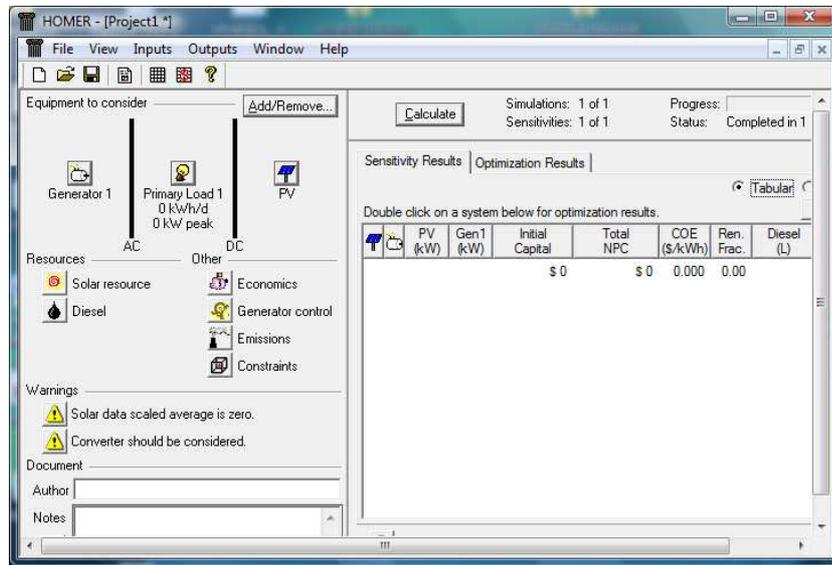


FIGURE 1.4 – Extrait de l'interface du logiciel HOMER

Etude du dimensionnement à partir de modèles En utilisant le logiciel HOMER, certains articles présentent des études de faisabilité à travers une analyse de sensibilité des différents paramètres de conception [74, 16]. Pour autant, il ne s'agit pas d'une optimisation mais d'une analyse qui ne prend pas en compte l'ensemble des paramètres à étudier, comme par exemple l'inclinaison du panneau solaire dont l'importance a déjà été démontrée par d'autres études [14, 15]. Bien souvent, ce type d'études vise à estimer les rejets de polluants émis par les générateurs auxiliaires lorsque ceux-ci sont des moteurs diesel.

D'autres chercheurs ont proposés des modélisations différentes de systèmes hybrides. Certains modèles proposent une modélisation assez fine pour permettre l'étude et la conception de convertisseurs statiques mais ne permettent pas d'obtenir les résultats nécessaires à l'estimation du coût de l'installation [17].

D'autres travaux ont permis des études similaires à celles effectuées avec HOMER ou HYBRID2. Par exemple, l'étude développée par Chedid [13] s'intéresse ex-

clusivement aux systèmes connectés au réseau en prenant en compte les contraintes environnementales. Mais comme l'illustre bien l'étude de Kellogg [41], ces modèles ne prennent pas en compte l'analyse de la durée de vie des batteries ni l'angle d'inclinaison des panneaux solaires.

Enfin, à partir de son propre modèle, Nelson [62] présente une analyse de l'influence de certains paramètres de conception en fonction des autres sur un système très complet couplant source photovoltaïque, générateur éolien, pile à combustible et électrolyseur. Il étudie, par exemple, l'influence combinée de la puissance du panneau solaire et de la capacité de la batterie sur la consommation totale d'hydrogène de la PàC. Cette donnée influe également sur la puissance de l'électrolyseur nécessaire pour générer l'hydrogène consommé par la pile. Bien qu'une prévision du coût apparaisse dans cette étude, il n'y avait pas encore de lien direct entre le modèle, le coût et les paramètres de conception du système.

Solutions utilisant un algorithme d'optimisation Des études ont récemment été publiées sur l'utilisation de méthodes d'optimisation pour des systèmes à énergie renouvelable. Certaines ont montré l'intérêt des algorithmes génétiques pour la conception de générateurs éolien connectés au réseau [49] ou encore sur le placement optimum de plusieurs éoliennes sur le même site [31].

D'autres ce sont intéressés au dimensionnement optimal de systèmes hybrides connectés au réseau [73] ou autonomes [75, 53, 43]. Les dimensionnements optimaux proposés pour les systèmes autonomes montrent des résultats intéressants mais les modèles utilisés ont un désavantage dans l'étude techno-économique : ils ne prennent pas en compte le vieillissement de la batterie en fonction des cycles de charge/décharge qu'elle peut subir et ils ne considèrent pas non plus l'angle d'inclinaison du panneau solaire dont l'importance a été montré dans [14, 15]. Il est important de noter que la plupart des systèmes hybrides étudiés sont constitués d'un générateur diesel comme source d'alimentation auxiliaire.

Quelques études se sont intéressées non pas à l'optimisation du coût global de l'énergie mais à la minimisation de la consommation de carburant par le générateur auxiliaire, comme présenté dans [78]. Ces analyses sont utiles pour un système PV-BAT-Diesel car elles permettent *a priori* de réduire les émissions de polluants.

Enfin, l'étude proposée par Lopez [22], mérite d'être mentionnée car elle utilise

un algorithme génétique pour le contrôle optimal du générateur auxiliaire d'un système hybride. Plus particulièrement, le générateur auxiliaire utilisé dans cette étude est une PàC. La méthode cherche, en s'appuyant sur un modèle de l'installation, à diminuer les contraintes infligées sur les batteries en définissant un coût de « cyclage de la batterie ». Paradoxalement, l'approche prend bien en compte l'analyse de la durée de vie de la batterie mais ignore celle de la PàC en termes de nombre de démarrages.

1.2.4 Quelle solution pour le dimensionnement optimal ?

La solution proposée dans cette thèse (voir chapitre 2) repose donc sur l'utilisation d'un modèle, d'une fonction de coût et d'un algorithme d'optimisation pour la conception d'un système hybride autonome composé :

- d'un PV
- d'une batterie
- d'un générateur auxiliaire alimenté en carburant ⁶

De plus, le modèle développé utilise des données horaires d'ensoleillement et de profil de charge et prend également en compte :

- l'orientation du PV (angles d'azimuth et d'inclinaison)
- la capacité de la batterie
- la puissance maximum admissible par la batterie
- l'analyse de la durée de vie de la batterie
- la puissance de la PàC
- les paramètres d'activation et d'arrêt de la PàC
- la durée de vie de la PàC
- la quantité d'hydrogène consommée
- l'évaluation la satisfaction de l'utilisateur (taux d'alimentation de la charge)

6. Dans le cas d'étude proposé dans le chapitre 2, le générateur auxiliaire est une PàC alimentée en hydrogène

1.3 Problématique de la gestion d'énergie dans les systèmes hybrides

1.3.1 Définition de la gestion d'énergie

Une notion très large

La définition de la gestion d'énergie est un exercice difficile car depuis ses dernières années, cette notion a tendance à s'élargir en étant utilisée dans des domaines assez différents. Par exemple, cette expression vient parfois remplacer, à tort, celle de « maîtrise de l'énergie ». La maîtrise de l'énergie est également une notion assez large qui désigne l'ensemble des techniques permettant de diminuer la consommation d'énergie d'un bâtiment, voire d'un pays, dans un souci d'économies financières et de réduction de l'empreinte écologique. Elle a donc une portée assez large et c'est pourquoi les deux notions sont malheureusement trop souvent confondues.

Au sein du domaine du génie électrique, le terme « gestion d'énergie » n'est pas non plus encadré par une définition précise et la problématique est différente selon le domaine d'application. Nous proposons ici une distinction de trois domaines d'application de la gestion d'énergie symbolisés dans la figure 1.5 :

- production et stockage,
- transport et distribution,
- consommation.

Le découpage proposé repose en fait sur les 3 principaux domaines classiquement étudiés en électricité. Notons cependant que le stockage est habituellement considéré comme un domaine séparé. Nous l'avons ici groupé avec la production car, dans le cas de la production décentralisée d'électricité par un système hybride, production et stockage sont liés et la gestion d'énergie intervient sur ces deux domaines. Dans cette partie, la gestion d'énergie doit, par exemple, permettre de produire de l'énergie électrique de manière fiable tout en respectant les contraintes des éléments de production ou de stockage.

Ensuite, la partie transport et distribution concerne l'acheminement de l'électricité entre les sources d'énergie et les consommateurs. Dans cette partie, la gestion d'énergie a notamment pour but de garantir un acheminement optimal de l'énergie

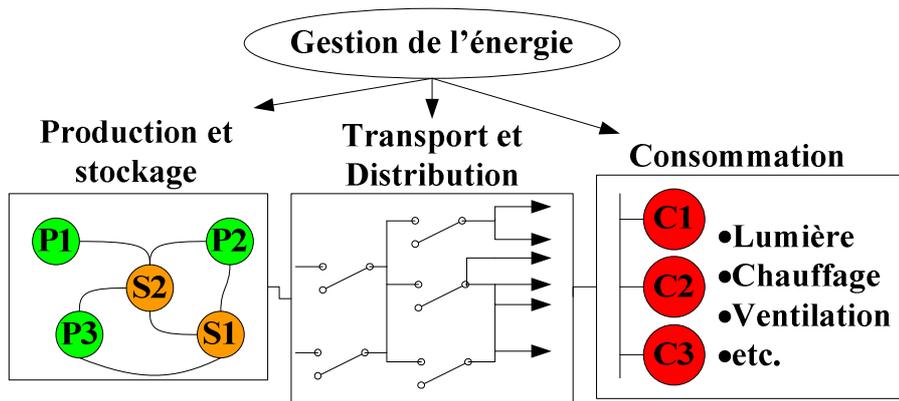


FIGURE 1.5 – Classification des domaines d'utilisation de la gestion d'énergie dans le génie électrique

entre les points de production et de consommation. Par exemple, dans le cas d'un réseau maillé, cela permet de fiabiliser et de répartir le transit d'énergie sur les différentes lignes disponibles, de manière à ne pas surcharger certaines lignes et à diminuer les pertes en lignes.

Enfin, la gestion d'énergie pour la consommation a pour principal objectif de réduire ou de différer la consommation des utilisateurs tout en minimisant l'impact sur le confort des personnes. C'est précisément sur ce domaine qu'interviennent les compteurs dits intelligents tels que ceux proposés récemment par *General Electric* en partenariat avec *Google* [5] et qui devraient être répandus massivement dans la prochaine décennie.

Selon le domaine d'application, la gestion d'énergie cherche à satisfaire des objectifs très différents et son sens s'en trouve donc modifié.

La gestion d'énergie pour la production et le stockage dans les systèmes hybrides

Les alimentations hybrides stationnaires pour la production décentralisée d'électricité ont donc besoin de gestion d'énergie, principalement dans le domaine que nous avons défini sous le nom de « production et stockage ». En effet, comme nous l'avons défini, ces alimentations sont constituées de générateurs, de moyens de stockages et éventuellement d'autres types de sources comme des générateurs auxiliaires. Elles peuvent aussi être reliées au réseau électrique principal.

Afin de contrôler chacun des éléments qui composent un système hybride, une gestion d'énergie doit être mise en place. Sur un simple système composé d'un générateur PV et d'une batterie, le système d'énergie le plus simple doit permettre par exemple de tirer le maximum de la puissance du panneau solaire et également protéger la batterie en cas de surcharge ou de sous-charge. Bien entendu, d'autres règles plus évoluées peuvent être utilisées notamment pour garantir un cyclage minimum de la batterie.

D'une manière générale, une bonne gestion doit en priorité assurer une alimentation permanente de la charge. Par la suite, d'autres objectifs peuvent être fixés comme par exemple la tolérance aux pannes d'un élément, la maximisation du rendement, la réduction des coûts de fonctionnement, etc. Bien entendu, la gestion d'énergie ne peut pas aller au delà des limites physiques des éléments. Si le dimensionnement du système a été mal réalisé, même une gestion d'énergie efficace ne pourra l'améliorer. La gestion d'énergie doit donc s'adapter au système contrôlé.

Analogie fluïdique Le rôle de la gestion d'énergie d'un système hybride peut s'expliquer par une analogie fluïdique. Le bus qui relie électriquement les différents éléments entre eux, peut être imaginé comme un réservoir d'eau. Ce réservoir est alimenté en eau par différentes sources. Certaines de ces sources sont commandables et prédictibles, d'autres ne le sont pas, comme les sources intermittentes. Ce réservoir est vidé par les différentes charges des utilisateurs. On peut également imaginer que des systèmes de stockage sont présents et peuvent pomper ou relâcher une partie de l'eau. Le but de la gestion d'énergie est donc de maintenir un niveau d'eau constant dans le réservoir de manière à assurer une pression suffisante pour les utilisateurs. Cela revient donc à maintenir la tension du bus constante de manière à assurer une alimentation permanente de la charge. Pour cela, le système de gestion peut essentiellement commander les systèmes de stockage ou les sources contrôlables.

Cette vision de la gestion d'énergie a notamment été proposée dans [6], mais pour la gestion d'un réseau électrique à une échelle plus large, comme l'illustre la figure 1.6 .

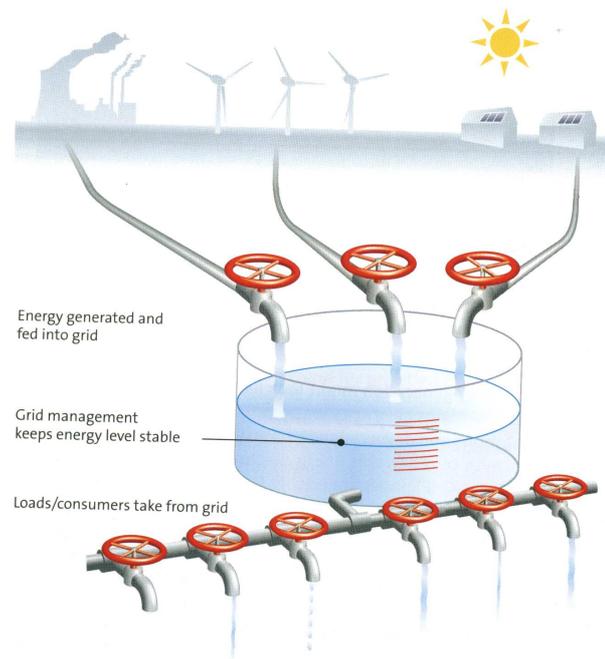


FIGURE 1.6 – Analogie fluide de la gestion d'énergie [6]

1.3.2 Vision classique de la gestion d'énergie

Présentation générale

Lors du développement d'un système de gestion d'énergie, le système est habituellement vu comme un ensemble appelé « système ». Le concepteur ne cherche pas immédiatement à prendre en considération que cet « ensemble » est en fait constitué de différents éléments qui ont des caractéristiques et contraintes souvent très différentes. Par la suite, le concepteur va bien évidemment prendre en compte les différents éléments mais toujours avec cette vision d'un ensemble fini et immuable. Ainsi retranché dans cette approche de supervision, le concepteur doit prendre en compte les contraintes de chaque élément et les intégrer dans l'ensemble. La complexité de cette approche pour le concepteur augmente avec le nombre de contraintes et avec le nombre d'éléments que comporte le système.

Avec cette approche classique, la gestion d'énergie est en pratique assurée par un contrôleur central dans lequel est implémenté un programme développé selon cette approche de supervision. La réalisation du programme repose ainsi sur de longues structures de contrôle de type « si... sinon si... alors ». On peut obtenir

des règles du type « si la batterie est vide alors la charger ».

Limites de la vision classique

Cette approche classique est très répandue car elle vient de la vision classique du contrôle des systèmes. Si la gestion d'énergie est bien conçue, elle permet d'assurer une alimentation constante de la charge, toujours dans la limite des contraintes physiques des différents composants.

En revanche, cette approche que nous pourrions également qualifier de descendante⁷, impose au concepteur du système de gestion d'énergie d'être exhaustif dans les tests des structures de contrôle. Si un événement non pris en compte par le système survient, ce dernier est incapable de réagir convenablement. De plus, si la configuration vient à être changée (ajout ou retrait d'un élément), le programme de contrôle doit être entièrement reconçu [24, 25, 8, 65].

1.3.3 Vers une approche décentralisée

Vu les limites de l'approche descendante, une approche montante peut, par opposition, sembler préférable bien que peu utilisée jusqu'ici pour ce type de problème.

En effet, le concepteur sait, dans la plupart des cas, comment chaque élément doit réagir séparément. Par exemple, il sait qu'une batterie ne doit pas être déchargée trop profondément pour éviter sa détérioration. En revanche, il lui est plus difficile de fixer le comportement global du système hybride lorsqu'il y a plusieurs systèmes de stockage et plusieurs sources. Avec l'approche montante, la gestion d'énergie émerge à partir de règles relativement simples établies selon les contraintes de chacun des éléments.

Cette approche peut se structurer autour du paradigme des systèmes multi-agents (SMA). De plus en plus d'études portant sur la gestion d'énergie par système multi-agents ont fait l'objet de publication.

Dans le domaine de la distribution, beaucoup de travaux ont été menés, notamment pour des applications navales ou des systèmes à grande échelle [30, 66, 7, 35]. Ces études cherchent à organiser un réseau de distribution à travers des interrupteurs intelligents qui permettent de reconfigurer les réseaux. Dans ces études, les

7. On peut également employer le terme anglo-saxon de « top-down »

SMA permettent d'obtenir un système qui s'adapte aux pannes et qui améliore le rendement en sélectionnant le chemin le plus court entre les sources et les charges.

Les premières applications des SMA à la gestion d'énergie semblent avoir été utilisées pour le domaine de la consommation [2, 12, 81]. La gestion de la consommation relève finalement du problème du partage des ressources : il s'agit de contrôler les charges de manière à préserver les sources d'énergie. Dans ces travaux, les charges sont des agents qui vont se coordonner, généralement à travers des négociations, de manière à satisfaire l'utilisateur de la charge tout en préservant les ressources. Les charges étudiées sont contrôlables, comme par exemple des systèmes de chauffage et de climatisation dont la consommation peut être contrôlée et éventuellement retardée.

Enfin, le domaine de la production couvrant la gestion des sources et des moyens de stockage n'a pas été beaucoup étudié. La plupart des études se sont concentrées sur des systèmes à grande échelle, notamment pour la compensation de puissance réactive [77]. D'autres travaux ont investi la possibilité d'un réseau contractuel pour coordonner les actions des sources et des charges [48, 39, 19]. Cependant, ces approches proviennent pour l'essentiel du domaine informatique et leurs applications concrètes et pratiques n'apparaissent pas évidente pour la plupart des ingénieurs et chercheurs du domaine électrique. Ainsi, toutes ces études se sont cantonnées à de la simulation avec parfois un haut niveau d'abstraction.

Dans cette thèse, l'application d'un SMA à la gestion d'énergie est détaillée, et plus particulièrement la gestion de la production et du stockage de l'énergie dans un système hybride raccordé au réseau. Dans un premier temps, l'étude d'un cas concret est présenté avant d'expliquer le principe utilisé pour la gestion d'énergie. Ensuite, le modèle de simulation du système et sa gestion d'énergie, développés avec Matlab Simulink, sont détaillés dans le chapitre 3 et les résultats obtenus en simulation permettent de valider l'approche proposée. Enfin, les tests expérimentaux sur un système réel sont présentés et analysés dans le chapitre 4.

Chapitre 2

Dimensionnement optimal des systèmes hybrides stationnaires

2.1 Présentation du cas d'étude

Description du système

Afin d'illustrer le principe de la solution retenue, les explications sont basées sur l'étude d'un système concret tel que celui présenté figure 2.1. Ce système est composé d'un panneau solaire photovoltaïque (PV), d'une batterie (BAT) et d'une pile à combustible (PàC) alimentée en hydrogène. La pile à combustible intervient ici en tant que générateur auxiliaire. Tous les éléments sont reliés à un bus à courant continu (BUS DC) à travers des convertisseurs statiques permettant de contrôler la puissance électrique délivrée ou absorbée.

Principe de fonctionnement

Lorsque la puissance fournie par le générateur photovoltaïque est supérieure à la puissance consommée par la charge, les batteries se chargent en consommant le surplus d'énergie. A l'inverse, lorsque la consommation est plus élevée que la production, les batteries fournissent le manque d'énergie en se déchargeant. La PàC est activée lorsque les batteries atteignent un niveau de charge faible, noté $SOC_{BAT B}$. Une fois activée, la PàC délivre une puissance constante égale à sa puissance nominale. Ainsi, si la puissance de la PàC est supérieure à la consom-

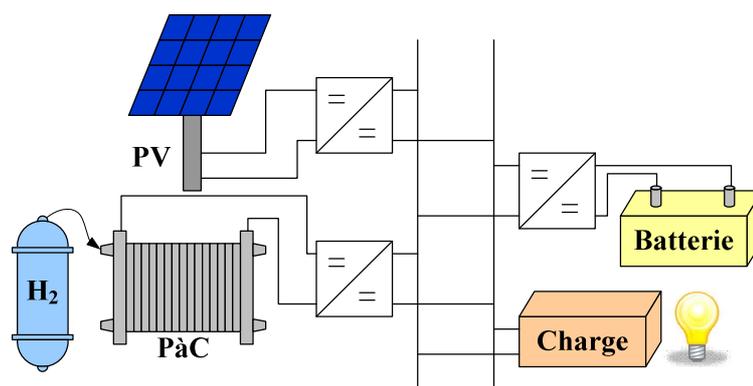


FIGURE 2.1 – Schéma de principe du système hybride étudié

tion, les batteries se rechargent. Ensuite, lorsque les batteries retrouvent un niveau de charge plus élevé, noté $SOC_{BAT H}$, la PàC est désactivée de manière à ne pas consommer de l'hydrogène inutilement et à ne pas endommager la pile à combustible inutilement. Le principe d'activation de la PàC est résumé par la fonction hystérésis illustrée 2.2.

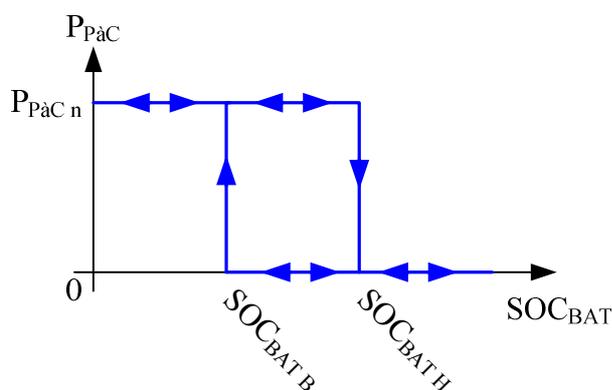


FIGURE 2.2 – Figure Principe d'activation de la PàC

Ce fonctionnement peut sembler étrange, notamment lorsque la PàC reste activée alors que la production photovoltaïque est suffisante pour couvrir les besoins de la charge. Dans ce cas, la puissance produite par la PàC servira uniquement à charger la batterie. En revanche, cela permet d'économiser un cycle de marche / arrêt de la pile à combustible qui est un des paramètres qui influe sur la durée de vie des systèmes PàC. Le choix des valeurs pour $SOC_{BAT B}$ et $SOC_{BAT H}$ est ainsi

à déterminer par le concepteur du système.

2.2 Paramètres à déterminer lors de la conception

D'après la description du système et l'analyse de son fonctionnement, il apparaît que le concepteur doit déterminer les 6 paramètres suivants :

- Puissance du panneau photovoltaïque. Exprimée en Watt (W), c'est la puissance que fournit le panneau lorsqu'il reçoit un ensoleillement de 1000 W/m^2 . Ce paramètre est parfois exprimé en Watt-Pic (Wp) ou Watt-Crête (Wc) afin de montrer qu'il s'agit de la puissance maximum du panneau solaire.
- Capacité des batteries : c'est la taille du réservoir dans lequel on peut stocker l'énergie. Ce paramètre est exprimé en wattheure (Wh).
- Puissance nominale de la PàC : c'est la puissance que fournit la PàC lorsqu'elle est activée.
- Niveau de charge des batteries nécessitant le démarrage de la PàC
- Niveau de charge des batteries nécessitant l'arrêt de la PàC
- Inclinaison du panneau solaire : ce paramètre, très souvent négligé dans la phase de conception a en réalité une importance capitale
- Eventuellement l'angle d'azimut du panneau. Ce paramètre peut être important si le système alimente une charge particulière qui ne consommerait de l'énergie uniquement le matin ou l'après-midi par exemple. En général l'angle d'azimut est nul de manière à orienter le PV en direction du sud.

Concernant l'angle d'inclinaison des PV, il est en effet très souvent recommandé d'incliner les récepteurs solaires d'un angle égal à la latitude du lieu de l'installation majoré de 10° . Cette recommandation permet de légèrement privilégier une production électrique hivernale, le soleil s'élevant moins haut dans le ciel l'hiver. En revanche, cette recommandation est totalement inadaptée si la consommation est, par exemple, uniquement estivale. Dans ce cas, il peut être intéressant de placer le panneau horizontalement, les rayons du soleil étant proche de la normale du panneau au milieu de la journée.

2.3 Principe général du dimensionnement optimal

La solution proposée dans cette thèse permet de répondre aux deux contraintes précédemment évoquées :

- Assurer aux utilisateurs une alimentation permanente en énergie, en évitant le sous-dimensionnement
- Garantir le coût minimum de l'énergie, en évitant le sur-dimensionnement

La solution s'articule autour de 3 grandes parties :

- une fonction de coût, qui permet de calculer le coût de l'énergie produite,
- un modèle du système d'un point de vue énergétique, de manière à prédire les contraintes subies par les éléments du système,
- un algorithme d'optimisation qui, à partir du résultat de la fonction de coût, cherchera à minimiser le coût de l'énergie produite.

2.4 Fonction de coût

Coût des éléments

La fonction de coût doit en premier lieu permettre de prédire le coût de l'énergie. Pour cela, il faut d'abord prendre en compte le coût des éléments constituant le système ainsi que le coût de l'hydrogène consommé, comme exprimé dans 2.1

$$C_{\text{éléments}} = C_{\text{PV}} + C_{\text{BAT}} + C_{\text{PaC}} + C_{\text{H}_2} \quad (2.1)$$

Le coût de chaque composant peut être exprimé comme le produit du paramètre caractéristique de l'élément, de son coût unitaire et du nombre d'éléments nécessaires (nb) pour satisfaire la durée de vie du système imposé par le concepteur (DV_{syst}). Si le concepteur dispose également d'autres données telles que les coûts d'opération ($C_{\text{O\&M}}$) et de maintenance, il est également possible de les ajouter à la fonction. Par exemple, le coût du panneau solaire peut être exprimé comme le produit de sa puissance crête (exprimée en Watt) et son coût unitaire exprimé en euro par Watt (EUR/W, voir (2.4)). Dans le cas de la batterie on utiliserait sa capacité et son coût unitaire serait exprimé en EUR/Wh.

$$C_{\text{élément}} = nb_{\text{élément}} \times \text{Taille}_{\text{élément}} \times CU_{\text{élément}} + C_{\text{O\&M}_{\text{élément}}} \quad (2.2)$$

Le nombre d'éléments nécessaires sur la durée de vie du système se base sur la durée de vie de l'élément. Cette donnée peut provenir directement des données constructeur, ou peut être évaluée à partir du modèle de simulation présenté dans la section 2.5.

$$nb_{\text{élément}} = \frac{DV_{\text{sys}}}{DV_{\text{élément}}} \wedge nb_{\text{élément}} \in \mathbb{N}^* \quad (2.3)$$

Coût du panneau photovoltaïque Le coût du panneau solaire (C_{PV} , voir (2.4)) se base directement sur l'équation générale du coût d'un élément (2.2). La variable Taille est ici remplacée par la puissance crête du panneau solaire (P_{PV_c}).

$$C_{\text{PV}} = nb_{\text{PV}} \times P_{\text{PV}_c} \times CU_{\text{PV}} + C_{\text{O\&MPV}} \quad (2.4)$$

Le nombre de panneaux PV (nb_{PV}) dépend directement de la durée de vie des PV indiqué par le constructeur. En général, le PV étant l'élément possédant la plus grande longévité, la durée de vie du système sera fixée à la valeur de la durée de vie des panneaux solaires (20 à 25 ans).

$$nb_{\text{PV}} = \frac{DV_{\text{sys}}}{DV_{\text{PV}}} \wedge nb_{\text{PV}} \in \mathbb{N}^* \quad (2.5)$$

Coût de la batterie L'expression du coût de la batterie suit la même logique. Il dépend de la capacité de la batterie (Q_{BAT}). Le nombre de batterie (nb_{BAT}) sera déduit à partir de la durée de vie prédite par le modèle de simulation (voir section 2.5).

$$C_{\text{BAT}} = nb_{\text{BAT}} \times Q_{\text{BAT}} \times CU_{\text{BAT}} + C_{\text{O\&MBAT}} \quad (2.6)$$

$$nb_{\text{BAT}} = \frac{DV_{\text{sys}}}{DV_{\text{BAT}}} \wedge nb_{\text{BAT}} \in \mathbb{N}^* \quad (2.7)$$

Coût de la PàC Le coût de la PàC dépend de sa puissance nominale ($P_{\text{PàC}_n}$). La durée de vie de la PàC ($DV_{\text{PàC}}$) sera estimée par le modèle de simulation.

$$C_{\text{PàC}} = nb_{\text{PàC}} \times P_{\text{PàC}_n} \times CU_{\text{PàC}} + C_{\text{O\&MPàC}} \quad (2.8)$$

$$nb_{\text{PaC}} = \frac{DV_{\text{sys}}}{DV_{\text{PaC}}} \wedge nb_{\text{PaC}} \in \mathbb{N}^* \quad (2.9)$$

Coût de l'hydrogène Le coût de l'hydrogène est calculé à partir de la quantité d'hydrogène consommée sur la durée de vie du système (Q_{H_2}), multipliée par le coût unitaire de l'hydrogène (CU_{H_2}) exprimé par exemple en EUR/Wh. Q_{H_2} est évaluée par le modèle de simulation.

$$C_{\text{H}_2} = Q_{\text{H}_2} \times \text{CU}_{\text{H}_2} \quad (2.10)$$

Coût de pénalité

Comme nous venons de le voir le coût des éléments peut donc s'exprimer comme une fonction f qui dépend des paramètres de chacun des éléments (voir (2.2))

$$C_{\text{éléments}} = f_{(P_{\text{PV}_e}, Q_{\text{BAT}}, P_{\text{PaC}_n})} \quad (2.11)$$

L'équation (2.11) permet donc de calculer le coût de l'énergie produite à partir de certains paramètres de conception. Cependant, si l'on cherche ensuite à optimiser le système en prenant $C_{\text{éléments}}$ comme fonction objective, il apparaît que le système le moins coûteux est celui qui n'utilise ni panneau PV, ni batterie, ni pile à combustible. Ce système a ainsi un coût nul, mais il ne permet pas d'alimenter correctement les utilisateurs en énergie électrique. Cette fonction ne permet donc pas de prendre en compte le second objectif de l'optimisation : assurer une alimentation permanente de la charge.

C'est pourquoi, nous ajoutons un terme à cette fonction appelé « coûts de pénalité » et noté $C_{\text{pénalité}}$. Ce coût de pénalité traduit l'adaptation du système à la consommation d'énergie. Si la production d'énergie couvre la consommation, il n'y a pas de pénalité : le coût de pénalité est nul. En revanche, s'il y a un certain manque d'énergie, le coût de pénalité dépend du carré de l'énergie manquante notée E_{manque} dans l'équation (2.12)).

$$C_{\text{pénalité}} = \text{CU}_{\text{pénalité}} \times E_{\text{manque}}^2 \quad (2.12)$$

On introduit également ici le coût unitaire de pénalité, $\text{CU}_{\text{pénalité}}$. Ce coût unitaire, lorsqu'il est choisi égal au coût unitaire de la batterie, empêche la convergence

de l'algorithme d'optimisation vers une solution menant à un manque d'énergie.

Coût total de l'énergie

La fonction objective qui pourra être utilisée par un algorithme d'optimisation est décrite par (2.13). Cette fonction est appelée coût total. Elle permet de décrire à la fois le coût du système et son adéquation à la consommation d'énergie des utilisateurs du système. Basée sur ce coût total, l'optimisation du dimensionnement conduit ainsi à une solution assurant une alimentation ininterrompue en énergie électrique tout en garantissant une énergie au moindre coût.

$$C_{\text{total}} = C_{\text{éléments}} + C_{\text{pénalité}} \quad (2.13)$$

2.5 Modèle du système

2.5.1 Nécessité d'un modèle

La section 2.4 a montré que la fonction de coût nécessite certaines données qui dépendent des conditions d'utilisation et du site d'implantation du système :

- la quantité d'hydrogène consommée,
- la quantité d'énergie manquante,
- la durée de vie de la batterie,
- la durée de vie de la pile à combustible.

Pour évaluer ces paramètres, un modèle du système a été développé d'un point de vue énergétique : nous nous intéressons uniquement aux puissances et aux énergies qui évoluent dans le système. Nous ne cherchons donc pas avec ce modèle à prendre en compte des paramètres tels que la tension ou le courant des différents composants. La prise en compte de ces paramètres augmenterait la complexité du modèle sans pour autant apporter une plus grande précision sur la détermination des paramètres qui nous intéressent (hydrogène consommé et durées de vie par exemple).

Structure du modèle

Structure générale De manière synthétique, le modèle peut se représenter par la figure 2.3. Il permet d'évaluer les différentes informations nécessaires à l'estimation du coût total du système. Pour cela il se base sur des données d'ensoleillement, le profil de charge et les différents paramètres d'optimisation du système.

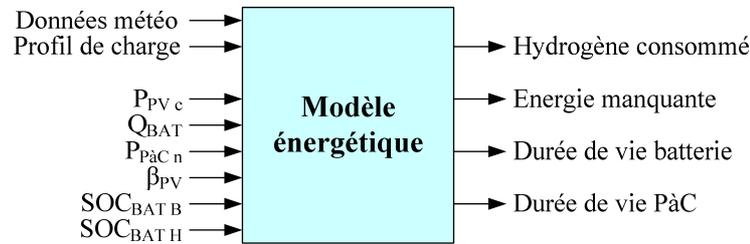


FIGURE 2.3 – Structure générale du modèle de simulation

Principe général Le principe général du modèle de simulation est résumé sur la figure 2.4.

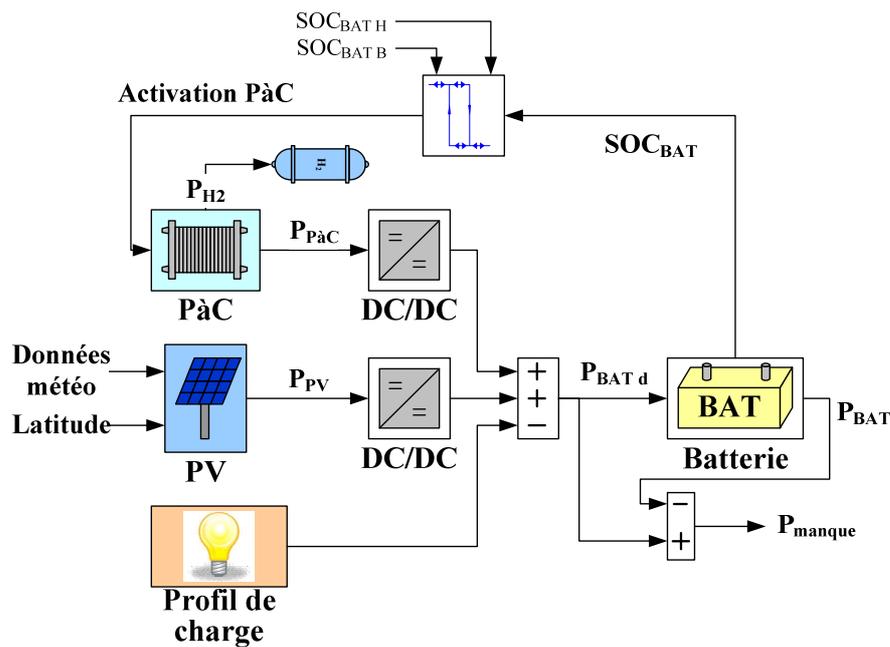


FIGURE 2.4 – Principe du modèle

La puissance demandée à la batterie est la donnée centrale du modèle. A l'instant i , elle est exprimée à partir de la puissance des autres éléments, tout en

tenant compte du rendement du convertisseur associé au panneau photovoltaïque ($\eta_{\text{Conv PV}}$) et de celui associé à la PàC ($\eta_{\text{Conv PàC}}$) (2.14) (voir section 2.5.5).

$$P_{\text{BAT}(i)} = \eta_{\text{Conv PV}(i)} \cdot P_{\text{PV}(i)} + \eta_{\text{Conv PàC}(i)} \cdot P_{\text{PàC}(i)} - P_{\text{CHARGE}(i)} \quad (2.14)$$

2.5.2 Générateur photovoltaïque

Le modèle du générateur photovoltaïque permet de calculer la puissance délivrée par le panneau solaire à l'instant i ($P_{\text{PV}(i)}$). Pour cela, le calcul se base sur l'ensoleillement global reçu par le collecteur solaire, E_{gc} et l'ensoleillement nominal du panneau solaire ($E_{n_{\text{PV}}}$) ayant généralement pour valeur 1000 W/m^2 (voir (2.15)). Ainsi, lorsque le panneau solaire reçoit un ensoleillement global égal à son ensoleillement nominal, il délivre sa puissance crête (P_{PV_c}).

$$P_{\text{PV}(i)} = P_{\text{PV}_c} \times \frac{E_{gc(i)}}{E_{n_{\text{PV}}}} \quad (2.15)$$

L'ensoleillement global reçu par le collecteur est composé de trois rayonnements différents (voir 2.5) :

- direct
- diffus
- réfléchi

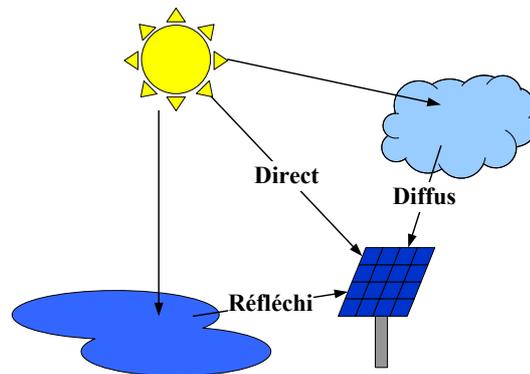


FIGURE 2.5 – Les différents types de rayonnements solaires

L'ensoleillement direct arrive sur la surface terrestre sans subir aucune diffusion en traversant l'atmosphère, à la différence du rayonnement solaire diffus. Le

rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation — la surface du panneau solaire dans notre cas — n'est pas géométriquement rectiligne, et qui est dispersé par des composants de l'atmosphère (nuages, poussières, etc.). Il existe également le rayonnement réfléchi qui peut-être négligeable dans la plupart des cas. En revanche, si le système est par exemple installé au bord d'un plan d'eau ou dans une région régulièrement enneigée, le coefficient de réflexion, appelé albédo, devient très important et doit être pris en compte. Dans l'étude présentée, l'albédo n'est pas pris en compte.

Dans le modèle proposé, l'ensoleillement global reçu par le collecteur photovoltaïque est donc déduit à partir de deux données météorologiques : l'ensoleillement direct, E_{dir} , et l'ensoleillement diffus horizontal, E_{dif_h} . Ces données d'ensoleillement peuvent être obtenues auprès de centres d'observations météorologiques qui collectent ces données. Cependant, certaines régions du globe ne disposent pas de stations météorologiques. Ces données peuvent être alors estimées à partir d'observations satellites ou encore à partir de calculs statistiques [37, 58, 61]. A titre d'exemple, les figures 2.6, 2.7 et 2.8 présentent des extraits de l'évolution des données d'ensoleillement pour une station météo proche de Genève en Suisse.

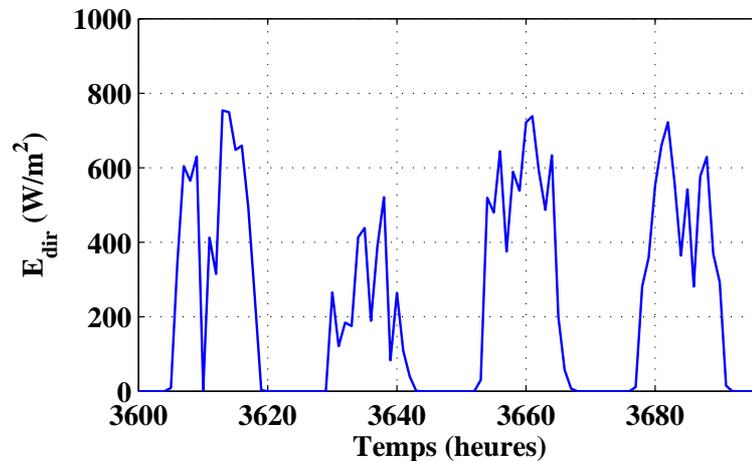
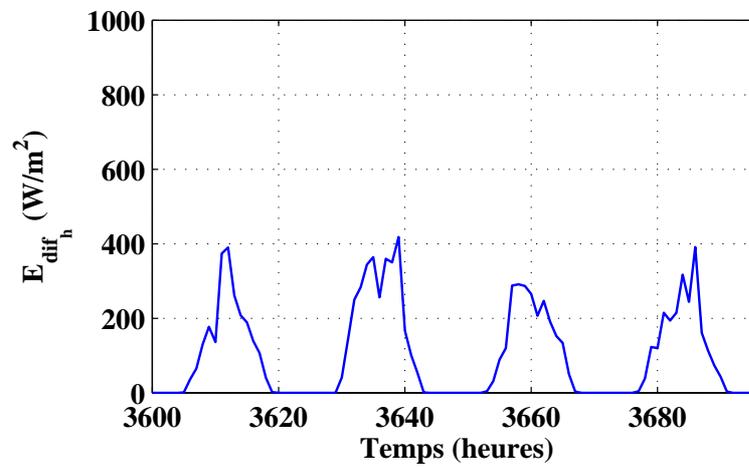
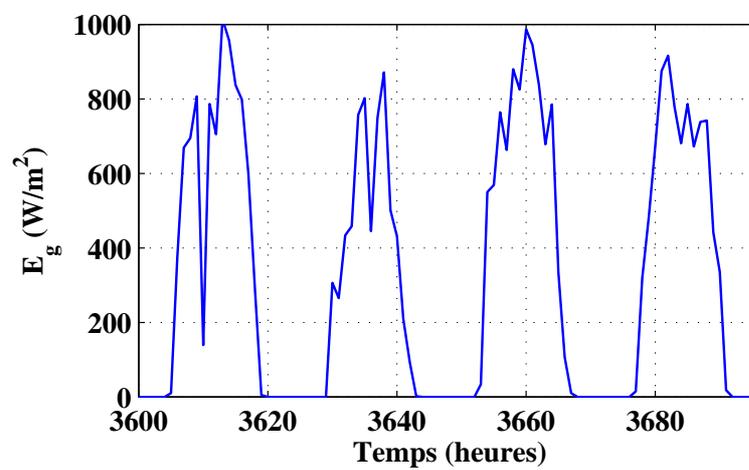


FIGURE 2.6 – Extrait des données d'ensoleillement direct E_{dir}

L'ensoleillement global reçu par le panneau photovoltaïque peut s'exprimer comme la somme des rayonnements direct et diffus reçus par le panneau (respectivement $E_{dir_{c(i)}}$ et $E_{dif_{c(i)}}$, voir (2.16)). Notons que ces deux rayonnements sont différents des deux précédents E_{dir} et E_{dif_h} .

FIGURE 2.7 – Extrait des données d'ensoleillement diffus horizontal E_{dif_h} FIGURE 2.8 – Extrait des données d'ensoleillement global horizontal E_g

$$E_{g_{c(i)}} = E_{dir_{c(i)}} + E_{dif_{c(i)}} \quad (2.16)$$

En notant θ l'angle d'incidence entre le rayonnement direct et la normale aux panneaux, l'ensoleillement direct reçu par le panneau peut s'exprimer selon (2.17). Ainsi, plus l'angle d'incidence est faible, moins l'ensoleillement direct reçu par le panneau est grand.

$$E_{dir} = E_{dir} \cdot \cos \theta \quad (2.17)$$

De plus, d'après [52], l'ensoleillement diffus reçu par le panneau solaire est exprimé par l'équation (2.18) et dépend également de l'angle d'incidence.

$$E_{difc} = E_{difh} \cdot \left(\frac{1 + \cos \theta}{2} \right) \quad (2.18)$$

Le calcul de l'angle d'incidence θ (voir figure 2.9) provient de la géométrie entre le collecteur photovoltaïque et le soleil représentée sur la figure 2.10. Σ représente l'angle d'inclinaison des capteurs solaires, Φ_C l'angle d'azimut du collecteur photovoltaïque, β l'altitude du soleil (voir (2.20)) et Φ_S l'azimut du soleil (2.21). La signification et le calcul de ces deux derniers angles sont donnés dans les paragraphes qui suivent.

$$\cos \theta = \cos \beta \cdot \cos(\Phi_S - \Phi_C) \cdot \sin \Sigma + \sin \beta \cdot \cos \Sigma \quad (2.19)$$

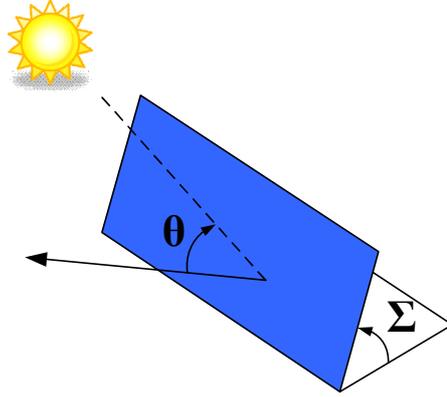


FIGURE 2.9 – Illustration de l'angle d'incidence θ et de l'angle d'inclinaison du panneau Σ

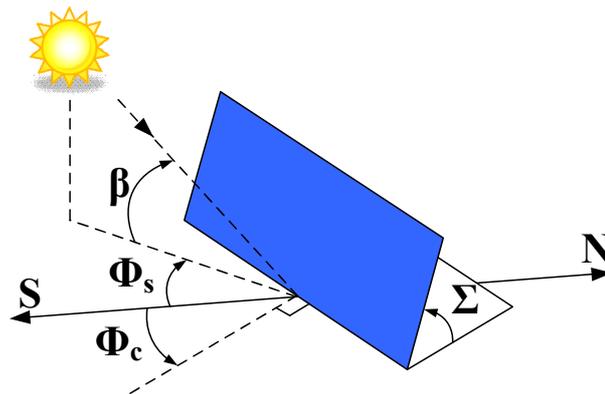


FIGURE 2.10 – Illustration des différents angles intervenant dans le calcul

Position du soleil

Il est nécessaire de connaître la position du soleil au cours de la journée afin de pouvoir calculer l'angle d'incidence θ entre le rayonnement solaire direct et la surface des panneaux. La position du soleil au cours de la journée est caractérisée par deux angles illustrés sur la figure 2.11 :

- l'altitude β (voir (2.20))
- l'azimut Φ_s (voir (2.21))

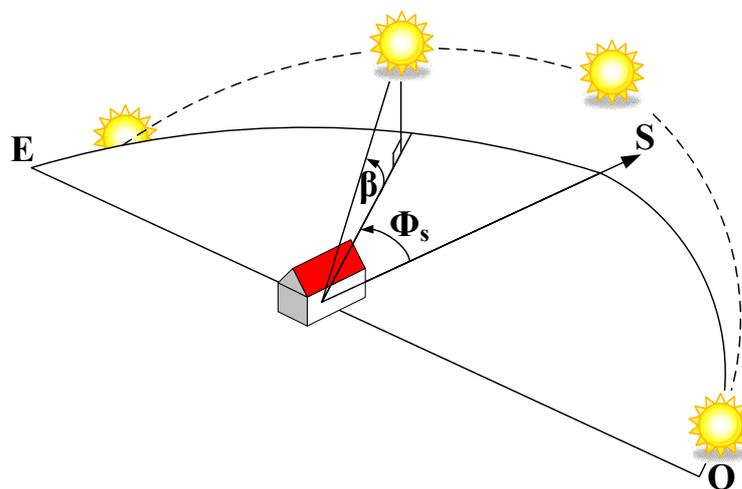


FIGURE 2.11 – Position du soleil selon l'angle d'altitude et l'angle d'azimut

Ces deux angles dépendent de la latitude L et du temps. Le temps intervient à la fois en termes de jours, à travers l'angle de déclinaison δ (voir 2.5.2) et en termes d'heures dans la journée, à travers l'angle horaire H (voir 2.5.2). Ces équations peuvent se déduire de l'observation des figures 2.11 et 2.12.

$$\sin \beta = \cos L \cdot \cos \delta \cdot \cos H + \sin L \cdot \sin \delta \quad (2.20)$$

$$\sin \Phi_S = \frac{\cos \delta \cdot \sin H}{\cos \beta} \quad (2.21)$$

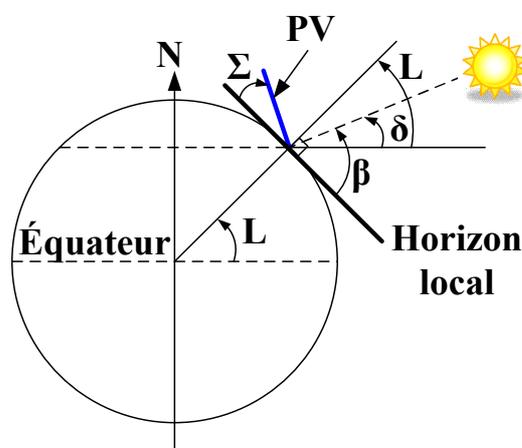


FIGURE 2.12 – Angles issus de la géométrie Terre Soleil

Angle de déclinaison solaire δ

L'angle formé entre le plan de l'équateur et une ligne tracée entre le centre du soleil et le centre de la terre est appelé déclinaison solaire (δ). Elle varie de $-23,45^\circ$ (lors du solstice d'hiver dans l'hémisphère nord) à $+23,45^\circ$ (lors du solstice d'été dans l'hémisphère nord). La figure 2.13 représente l'évolution de la déclinaison solaire sur l'année. Cette évolution est due à l'inclinaison de l'axe polaire de la Terre par rapport à la perpendiculaire avec le plan de l'orbite terrestre autour du soleil.

Le tracé est basé sur l'équation (2.22) qui donne une assez bonne approximation de la déclinaison solaire en supposant une année de 365 jours et une équinoxe – jour où la déclinaison solaire est nulle – d'été ayant lieu le 81^{ème} jour de l'année

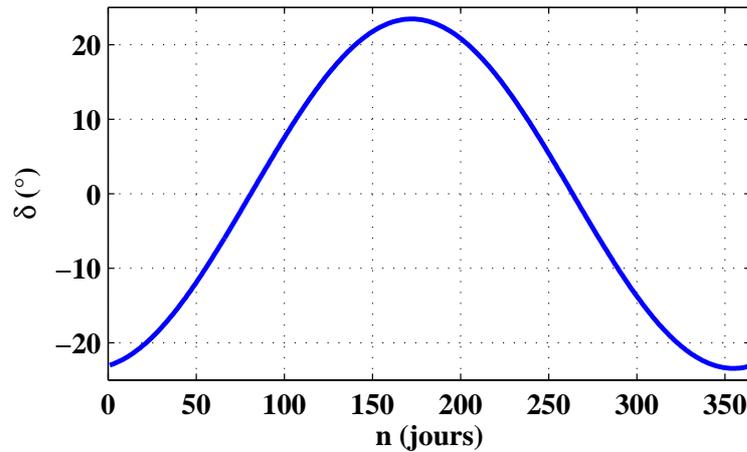


FIGURE 2.13 – Evolution de la déclinaison solaire sur une année

(21 mars); N représente la nombre de jours écoulés dans l'année depuis le premier janvier.

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (N - 81)\right) \quad (2.22)$$

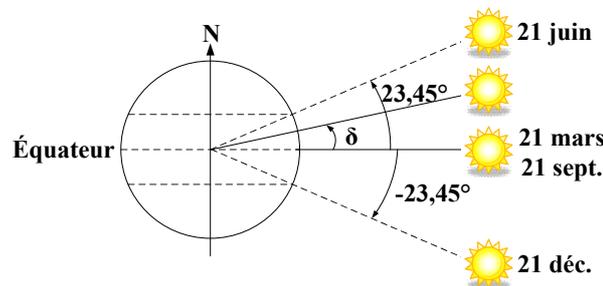


FIGURE 2.14 – Illustration de l'angle de déclinaison à différents moments de l'année

Angle horaire H

L'angle horaire est défini selon l'équation (2.23) en supposant que la Terre tourne de 360° en 24 h. HS représente l'heure solaire. Ainsi, à 11 heures du matin (heure solaire), l'angle solaire aura une valeur de $+15^\circ$; à 2 heures de l'après-midi, l'angle solaire aura une valeur de -30° .

$$H = 15 \cdot (12 - HS) \quad (2.23)$$

2.5.3 Pile à combustible

Le modèle de la pile à combustible doit permettre de calculer :

- la puissance produite par la pile à l’instant i ($P_{\text{PàC}(i)}$)
- la quantité d’hydrogène consommée (Q_{H_2})
- la durée de vie de la PàC ($DV_{\text{PàC}}$)

Il s’agit donc ici d’une modélisation du système pile d’un point de vue énergétique. Les réactions chimiques précises du coeur de pile ne sont pas ici étudiées car elles n’apportent rien de plus par rapport aux paramètres que nous cherchons à déterminer.

Puissance produite

Comme nous l’avons déjà précisé dans la section 2.1, la pile à combustible a, ici, un fonctionnement en « tout ou rien » : elle délivre soit sa puissance électrique nominale $P_{\text{PàC}_n}$, soit elle est désactivée et ne produit alors aucune puissance électrique et ne consomme pas d’hydrogène.

Quantité d’hydrogène consommée

L’hydrogène est une source d’énergie sous forme chimique. Son utilisation et sa transformation dans la PàC permet de produire de l’électricité selon une puissance notée $P_{\text{PàC}(i)}$ à l’instant i , et également de la chaleur. Le rapport entre la puissance générée sous forme électrique et la puissance consommée sous forme d’hydrogène (P_{H_2}) définit le rendement global du système PàC $\eta_{\text{PàC}}$ (voir (2.24)). Il est ainsi possible de déduire la puissance consommée sous forme d’hydrogène.

$$\eta_{\text{PàC}(i)} = \frac{P_{\text{PàC}(i)}}{P_{\text{H}_2(i)}} \quad (2.24)$$

Si l’on se réfère à la littérature, il apparaît que ce rendement varie en fonction de la puissance délivrée par la pile à combustible [10, 47]. Cependant, la puissance de la PàC étant constante lorsqu’elle est activée, le rendement est constant.

Finalement, la quantité d'énergie consommée sous forme d'hydrogène est obtenue par la relation (2.25), en supposant un pas de calcul du modèle de simulation ΔT et n pas de calcul.

$$E_{H_2} = \frac{\Delta T}{\eta_{P\grave{a}C}} \times \sum_{i=0}^n P_{P\grave{a}C(i)} \quad (2.25)$$

Durée de vie de la pile à combustible

Les piles à combustible à membrane échangeuse de protons ont une durée de vie limitée par deux paramètres : le nombre d'heures de fonctionnement et le nombre de cycles de démarrage.

Ces paramètres peuvent être différents selon le type d'utilisation de la pile. Si, par exemple, la pile est utilisée dans un système stationnaire ou, au contraire, dans un système embarqué, les durées de vie seront différentes. Aussi, si la PàC subit des variations fortes et rapides du courant délivré, cela peut diminuer considérablement sa durée de vie. Cependant, dans le cas présenté dans cette thèse, le système est stationnaire et la puissance délivrée étant constante, il n'y a pas de variations rapides et fortes du courant de la PàC.

Dans ces conditions, les PàC de type PEM actuellement commercialisées peuvent subir environ 500 démarrages ($nb_{d \text{ P}\grave{a}C_{max}}$) ou 5000 heures de fonctionnement ($nb_{h \text{ P}\grave{a}C_{max}}$) [9]. Ainsi, au cours de la simulation, le modèle de la PàC calcule le nombre d'heures de fonctionnement de la PàC ($nb_{h \text{ P}\grave{a}C}$) ainsi que le nombre de démarrages ($nb_{d \text{ P}\grave{a}C}$). A l'issue de la simulation, le modèle de la pile à combustible va donc calculer la durée de vie de la pile à combustible en prenant la durée de vie la plus faible entre celle liée au nombre de démarrage et celle liée à la durée d'activation (voir (2.26)).

$$DV_{P\grave{a}C} = \min \left\{ \frac{nb_{d \text{ P}\grave{a}C_{max}}}{nb_{d \text{ P}\grave{a}C}}, \frac{nb_{h \text{ P}\grave{a}C_{max}}}{nb_{h \text{ P}\grave{a}C}} \right\} \quad (2.26)$$

Voici un exemple afin d'illustrer ce calcul. Si, sur une simulation d'une année de fonctionnement, le résultat montre $nb_{d \text{ P}\grave{a}C} = 137$ et $nb_{h \text{ P}\grave{a}C} = 1897$ h, le résultat donnerait : $DV_{P\grave{a}C} = \min \left\{ \frac{500}{137}, \frac{5000}{1897} \right\} = 2,64$. Ce résultat signifie qu'il est possible de faire 2,64 fois cette simulation avant que la PàC atteigne sa durée de vie maximum. La PàC aurait donc, selon ces résultats de simulation, une durée de vie de 2,64 années.

2.5.4 Batterie et manque d'énergie

Le modèle de la batterie doit permettre de déterminer :

- le niveau de charge de la batterie
- la puissance maximum de la batterie
- l'éventuel manque de puissance si la puissance demandée à la batterie est supérieure à la puissance maximum
- la durée de vie de la batterie

Pour déterminer les 3 premiers éléments, le modèle de la batterie repose sur le modèle dit cinétique proposé par [51]. Ce modèle, ou du moins des adaptations de celui-ci, est d'ailleurs aujourd'hui utilisé dans de nombreux logiciels de simulation de systèmes solaire ou éolien tel que HYBRID2 ou encore HOMER.

La durée de vie de la batterie est déduite à partir de la règle de Miner et d'une analyse « rainflow » détaillés dans la section 2.5.4.

Modèle cinétique

Ce modèle est dit « cinétique » car il est basé sur l'étude provenant du domaine de la cinétique chimique. La cinétique chimique est l'étude de la vitesse des réactions chimiques. Ce modèle, qui peut être utilisé en phase de décharge comme en phase de charge, prend notamment en compte le changement apparent dans la capacité d'une batterie. Comme le montre la figure 2.15, la capacité apparente d'une batterie de type plomb-acide diminue lorsque le courant de décharge augmente. Ainsi, si la puissance de décharge de la batterie est supérieure à la puissance nominale, il n'est pas possible de l'utiliser sur une durée aussi longue.

A travers une analogie fluidique, le modèle de la batterie peut être illustré par le schéma 2.16. Le modèle est composé de deux réservoirs reliés entre eux selon une certaine conductance. C'est l'équivalent de la connection de deux condensateurs à travers une résistance. Le réservoir 1 contient une quantité d'énergie Q_1 directement disponible à la sortie de la batterie contrairement à la quantité Q_2 , contenue dans le réservoir 2, qui reste chimiquement retenue. La conductance k' entre les deux correspond à la constante de la réaction chimique (supposée du premier ordre) qui permet à l'énergie retenue de devenir disponible. Ce taux est proportionnel à la différence de niveaux entre ces deux réservoirs. C'est donc parce que le modèle est fondé sur les notions de cinétique chimique qu'il s'appelle « mo-

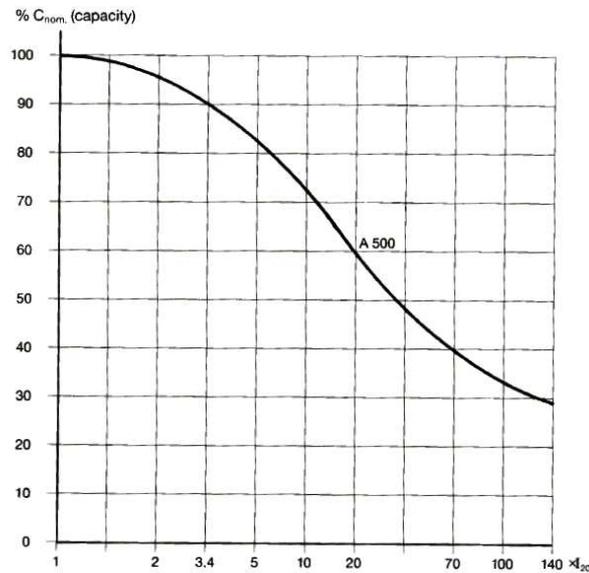


FIGURE 2.15 – Extrait d’une documentation du constructeur Sonnenschein pour sa batterie A500. La capacité apparente diminue lorsque la puissance augmente.

dèle cinétique ». Dans la littérature anglo-saxonne, on peut le rencontrer sous le nom de « KiBaM » pour « Kinteic Battery Model ».

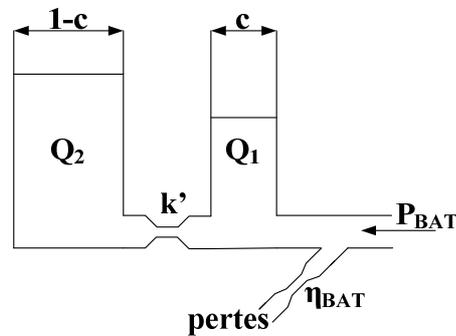


FIGURE 2.16 – Analogie fluide du modèle cinétique de la batterie

De plus, nous avons fait ici apparaître le rendement de la batterie η_{BAT} . Nous supposons ainsi qu’une partie de la puissance se perd au moment de la charge

La taille du réservoir 1, Q_{1max} , est exprimée en fonction de la capacité de la batterie à travers la constante c (2.27). Réciproquement, la taille maximale du réservoir 2 est donnée par (2.28). La somme de la taille de ces deux réservoirs est

donc égale à la capacité totale de la batterie Q_{BAT} (2.29).

$$Q_{1_{max}} = c \cdot Q_{\text{BAT}} \quad (2.27)$$

$$Q_{2_{max}} = (1 - c)Q_{\text{BAT}} \quad (2.28)$$

$$Q_{\text{BAT}} = Q_{1_{max}} + Q_{2_{max}} \quad (2.29)$$

Un transfert d'énergie entre ces deux réservoirs s'opère selon la conductance k' . Ce transfert peut s'effectuer dans les deux sens à une vitesse dépendant de la différence de « hauteur d'énergie » entre ces deux réservoirs, notées respectivement h_1 et h_2 .

Il est ainsi possible de décrire l'évolution du niveau d'énergie dans chacun des réservoirs selon les équations (2.30) et (2.31). Notons que lorsque la puissance P_{BAT} est positive, la batterie se charge.

$$\frac{dq_1}{dt} = P_{\text{BAT}} - k'(h_1 - h_2) \quad (2.30)$$

$$\frac{dq_2}{dt} = k'(h_1 - h_2) \quad (2.31)$$

La hauteur d'énergie dans chacun des réservoirs peut être exprimée comme le volume divisé par la surface (voir (2.32) et (2.33)).

$$h_1 = \frac{q_1}{c} \quad (2.32)$$

$$h_2 = \frac{q_2}{1 - c} \quad (2.33)$$

Pour plus simplicité, si l'on introduit une nouvelle constante de réaction chimique k définie selon (2.34), les équations décrivant le modèle deviennent (2.35) et (2.36).

$$k = \frac{k'}{c(1 - c)} \quad (2.34)$$

$$\frac{dq_1}{dt} = P_{\text{BAT}} - k(1 - c)q_1 + kcq_2 \quad (2.35)$$

$$\frac{dq_2}{dt} = k(1 - c)q_1 - kcq_2 \quad (2.36)$$

Les équation (2.35) et (2.36) peuvent être résolues en utilisant la transformée de Laplace et deviennent (2.37) et (2.38). $q_{1,0}$ et $q_{2,0}$ correspondent à la quantité d'énergie dans chacun des réservoirs au début de la simulation et $q_0 = q_{1,0} + q_{2,0}$.

$$q_1 = q_{1,0}e^{-kt} + \frac{q_0kc + P_{\text{BAT}}(1 - e^{-kt})}{k} + \frac{P_{\text{BAT}}c(kt - 1 + e^{-kt})}{k} \quad (2.37)$$

$$q_2 = q_{2,0}e^{-kt} + q_0(1 - c)(1 - e^{-kt}) + \frac{P_{\text{BAT}}(1 - c)(kt - 1 + e^{-kt})}{k} \quad (2.38)$$

A partir des équations, en supposant un pas de simulation de valeur ΔT , l'énergie contenue dans ces deux réservoirs à l'instant i est donnée par (2.39) et (2.40) [50].

$$q_{1_i} = q_{1_{i-1}}e^{-k\Delta T} + \frac{(Q_{i-1}kc + P_{\text{BAT}})(1 - e^{-k\Delta T})}{k} + \frac{P_{\text{BAT}}c(k\Delta T - 1 + e^{-k\Delta T})}{k} \quad (2.39)$$

$$q_{2_i} = q_{2_{i-1}}e^{-k\Delta T} + Q_{i-1}(1 - c)(1 - e^{-k\Delta T}) + \frac{P_{\text{BAT}}(1 - c)(k\Delta T - 1 + e^{-k\Delta T})}{k} \quad (2.40)$$

La quantité totale d'énergie stockée par la batterie est donnée par (2.41) et le niveau de charge est ensuite déduit selon (2.42)

$$q_i = q_{1_i} + q_{2_i} \quad (2.41)$$

$$\text{SOC}_{\text{BAT}} = \frac{q_i}{Q_{\text{BAT}}} \quad (2.42)$$

Les paramètres k et c sont donc des constantes qui dépendent des caractéristiques de la batterie modélisée. Leur détermination n'a pas été abordée dans cette thèse. Leur calcul peut se faire directement à partir des tests des batteries comme ceux décrits dans [51].

Il est important de noter que, dans le modèle présenté ici, la température n'est pas prise en compte. Cela peut se concevoir puisque, pour des applications stationnaires, les batteries sont généralement stockées dans un local où la température

varie peu. Néanmoins, il serait possible d'inclure ce paramètre dans le modèle cinétique en faisant varier le paramètre k correspondant à la constante de temps de la réaction chimique. En effet, lorsque la température augmente, la plupart des réactions chimiques sont accélérées.

Puissance maximum de la batterie Si le réservoir 1 (celui contenant la charge directement disponible) est complètement déchargé, la batterie ne peut pas fournir (ou recevoir) une puissance importante sans être endommagée. Ainsi, la puissance maximale que peut délivrer (ou recevoir) la batterie est donnée par (2.43).

$$P_{\text{BAT}_{\text{MAX}}} = \frac{kq_{1_{i-1}}e^{-k\Delta T} + Q_{i-1}kc(1 - e^{-k\Delta T})}{1 - e^{-k\Delta T} + c(k\Delta T - 1 + e^{-k\Delta T})} \quad (2.43)$$

De cette manière si la puissance demandée à la batterie $|P_{\text{BAT d}}|$ est inférieure à la puissance maximum de la batterie, $P_{\text{BAT}_{\text{MAX}}}$, la puissance délivrée par la batterie est égale à la puissance demandée $P_{\text{BAT}} = P_{\text{BAT d}}$. Sinon, elle est limitée à la puissance maximum (voir (2.44)).

$$P_{\text{BAT}} = \begin{cases} P_{\text{BAT d}} & \text{Si } |P_{\text{BAT d}}| \leq P_{\text{BAT}_{\text{MAX}}} \\ P_{\text{BAT}_{\text{MAX}}} & \text{Si } |P_{\text{BAT d}}| > P_{\text{BAT}_{\text{MAX}}} \text{ et } P_{\text{BAT d}} > 0 \\ -P_{\text{BAT}_{\text{MAX}}} & \text{Si } |P_{\text{BAT d}}| > P_{\text{BAT}_{\text{MAX}}} \text{ et } P_{\text{BAT d}} \leq 0 \end{cases} \quad (2.44)$$

Manque d'énergie Si la puissance demandée est supérieure à la puissance qui peut être délivrée ($P_{\text{BAT d}} > P_{\text{BAT}_{\text{MAX}}}$), on définit un manque de puissance pour alimenter complètement la charge (voir (2.45)). En intégrant cette puissance, on peut en déduire l'énergie manquante, E_{manque} , qui permet par la suite d'évaluer si le dimensionnement de l'AEAS satisfait la consommation (voir (2.46)). Bien entendu, nous chercherons toujours à annuler ce manque d'énergie lors de l'optimisation du système, de manière à obtenir une configuration qui alimentera la charge sans aucune interruption.

$$P_{\text{manque}(i)} = P_{\text{BAT}(i)} - P_{\text{BAT d}(i)} \quad (2.45)$$

$$E_{\text{manque}(i)} = E_{\text{manque}(i-1)} + P_{\text{manque}(i)} \times \Delta T \quad (2.46)$$

Durée de vie de la batterie

Dans beaucoup d'études, la durée de vie de la batterie est souvent calculée en supposant une durée de vie nominale. Cette durée de vie nominale est donnée pour des cycles de charge/décharge réguliers et compris dans une certaine limite de profondeur de décharge. Cependant, les batteries utilisées dans les systèmes stationnaires utilisant des générateurs photovoltaïques ne subissent pas des cycles réguliers et sont parfois fortement déchargées, notamment dans les périodes hivernales. C'est pourquoi, la solution que nous proposons repose sur l'utilisation de la règle de Miner [60]. Celle-ci implique l'utilisation de données sur la durée de vie des batteries, généralement disponible sur documentations constructeurs. La durée de vie est exprimée par le biais d'une relation entre la profondeur de décharge de la batterie et le nombre de cycles avant rupture. La règle de Miner nécessite également l'utilisation d'une technique de comptage des cycles à partir de l'évolution du niveau de charge de la batterie.

La méthode de Miner pour l'évaluation du vieillissement des batteries a été introduite par Facinelli en 1983 [26]. Facinelli a observé que l'endommagement des batteries est essentiellement fonction de la profondeur de décharge à laquelle la batterie est soumise. En outre, l'amplitude des cycles est plus importante que la profondeur moyenne de décharge. Ainsi, l'observation de Facinelli a montré que, par exemple, passer de 10 % à 30 % de profondeur de décharge a presque le même effet que celui de passer de 50 % à 70 % de profondeur de décharge.

La durée de vie des batteries exprimée en nombre de cycles avant rupture (C_R) en fonction de la profondeur de décharge peut être approximée par l'équation (2.47) (voir figure 2.17).

$$C_R = a_1 + a_2 \cdot e^{a_3 \cdot DOD} + a_4 e^{a_5 \cdot DOD} \quad (2.47)$$

A partir de cette courbe, il est possible de prédire la durée de vie de la batterie pour une certaine profondeur de décharge. La part de vie utilisée pour un cycle donné peut s'exprimer par $1/C_R$. En comptant les différentes profondeurs de décharge, il est possible d'utiliser la règle de Miner. Celle-ci stipule que les dommages sont cumulatifs comme le montre (2.48) où N_{cy} représente le nombre de cycle. Ainsi, la durée de vie de la batterie (DV_{BAT}) correspond à l'inverse de l'endommagement total.

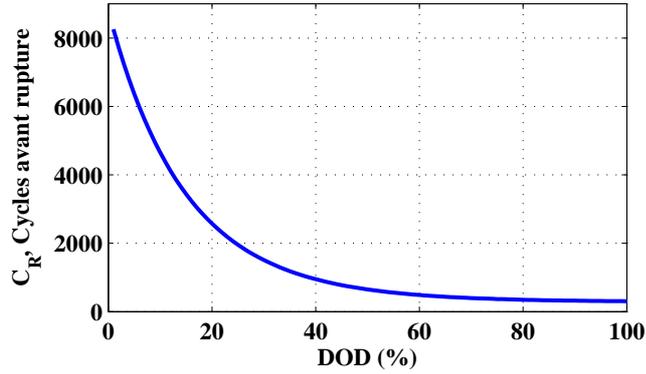


FIGURE 2.17 – Durée de vie de la batterie en fonction de la profondeur de décharge

$$\frac{1}{DV_{\text{BAT}}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{N_{cy}} \frac{1}{CR_{(i)}}} \quad (2.48)$$

Pour illustrer cette relation, si sur une simulation d’une année de fonctionnement, la somme s’élève à $\frac{1}{DV_{\text{BAT}}} = 0,25$, cela signifie que la batterie a été endommagée à 25 %. La durée de vie de la batterie est donc de 4 ans.

Comptage « rainflow » Néanmoins, la méthode de Miner fonctionne bien si les cycles sont réguliers et facilement identifiables, comme par exemple dans les chargeurs de batteries utilisant l’énergie photovoltaïque. Cela donne donc un cycle de charge par jour. En revanche, lorsque les cycles sont plus irréguliers le comptage des cycles et l’application de la règle de Miner deviennent plus complexes. L’évolution du niveau de charge des batteries peut être irrégulière avec, par exemple, un cycle de décharge qui se produit alors que la charge complète n’était pas atteinte (voir figure 2.18) [69]. Il convient alors d’utiliser une méthode de comptage des cycles telle que le comptage rainflow. Ce comptage va permettre de réduire l’historique l’évolution du niveau de charge à une série de profondeurs de décharge. Cette série sera ensuite directement exploitée par la règle de Miner avec l’équation (2.48).

L’algorithme de comptage rainflow (également connu sous le nom de méthode de la goutte d’eau) est habituellement utilisé dans l’analyse des données sur la fatigue dans le but de réduire le spectre des variables de stress à un ensemble de simples stress. L’algorithme a été développé par Tatsuo Endo et Matsuiski en 1968

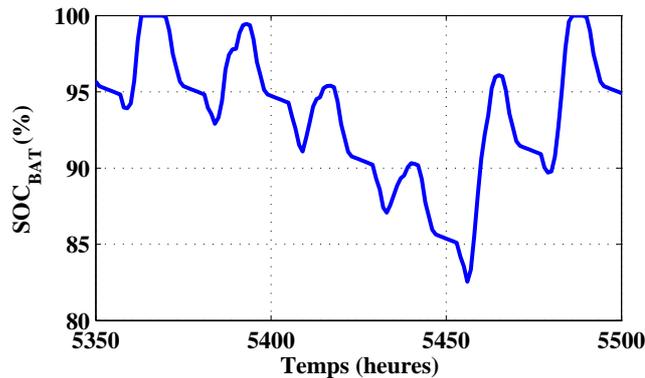


FIGURE 2.18 – Extrait de l'évolution du SOC

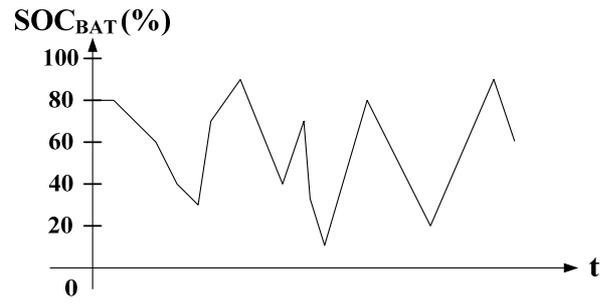
[54].

Bien qu'il existe de nombreux algorithmes de comptage pour de telles applications, la méthode rainflow reste la plus populaire. Downing et Socie ont proposé un algorithme qui est aujourd'hui le plus utilisé pour le comptage de cycles par la méthode rainflow [20].

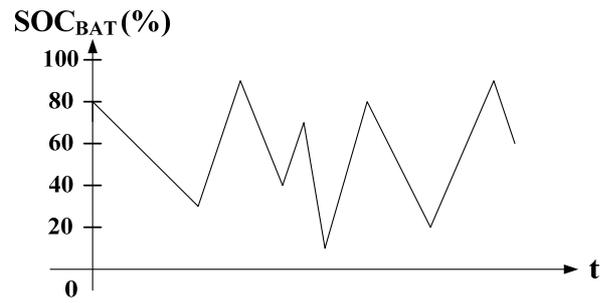
L'algorithme de comptage agit selon différentes phases dont voici une illustration :

1. Réduisez l'évolution du niveau de charge (2.19(a)) à une séquence de maxima et de minima (2.19(b)).
2. Tournez la feuille de 90° vers la droite (2.19(c))
3. Chaque maximum est imaginé comme une source d'eau qui goutte le long d'un toit
4. La goutte d'eau s'arrête lorsque :
 - elle atteint la fin de la période historique
 - ou elle fusionne avec un débit qui a commencé plus tôt ou de plus grande amplitude
 - ou elle arrive sur un pic
5. Le trajet de chaque goutte d'eau correspond aux différents cycles de décharges

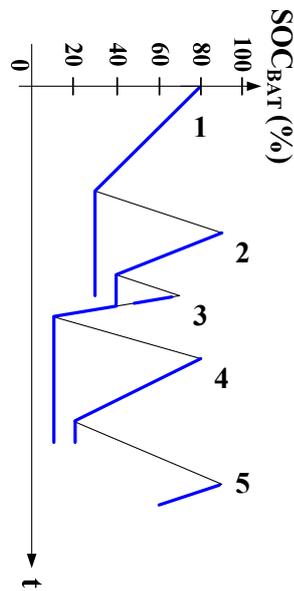
Dans l'exemple présenté figure 2.19, il y a 5 cycles de décharge numérotés de 1 à 5. Leur amplitude est donnée dans le tableau 2.1



(a) Exemple d'évolution du niveau de charge



(b) Réduction de l'évolution à une séquence de maximums et de minimums



(c) Comptage rainflow

FIGURE 2.19 – Illustration de la méthode de comptage rainflow

Cycle	Amplitude (%)
1	50
2	80
3	30
4	60
5	30

TABLE 2.1 – Amplitudes des différents cycles

2.5.5 Convertisseurs

Les convertisseurs permettant la connexion des éléments au bus DC ainsi que la gestion des flux de puissance, entraînent des pertes. Ces pertes ne sont pas constantes selon la puissance qui transite par le convertisseur. La courbe de rendement de ces éléments a généralement l'allure présentée 2.20. A partir de cette courbe, nous pouvons prendre en compte les pertes engendrées par les convertisseurs afin d'obtenir une modélisation plus juste du système hybride.

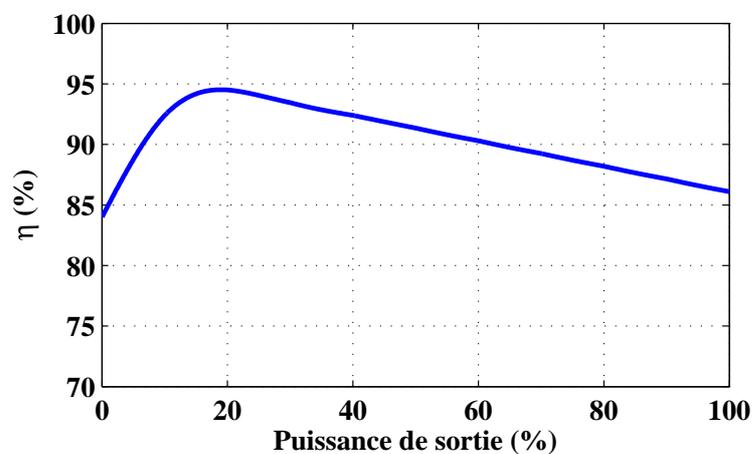


FIGURE 2.20 – Rendement d'un convertisseur en fonction de sa puissance d'entrée

Cette courbe est donc incluse dans le modèle et peut être modifiée selon les caractéristiques de chacun des convertisseurs.

2.5.6 Profil de charge

La charge est une donnée d'entrée du modèle et dépend du profil de consommation des utilisateurs. Il est possible de trouver certaines bases de données proposant des profils de consommations typiques selon la surface des habitations, le nombre d'habitants, le mode de chauffage, la situation géographique, etc. [36]. La figure 2.21 montre un extrait du profil de consommation d'énergie électrique sur 24 heures pour une communauté de 4 personnes d'un pays industrialisés durant l'été. Ce profil peut bien entendu évoluer en fonction des saisons.

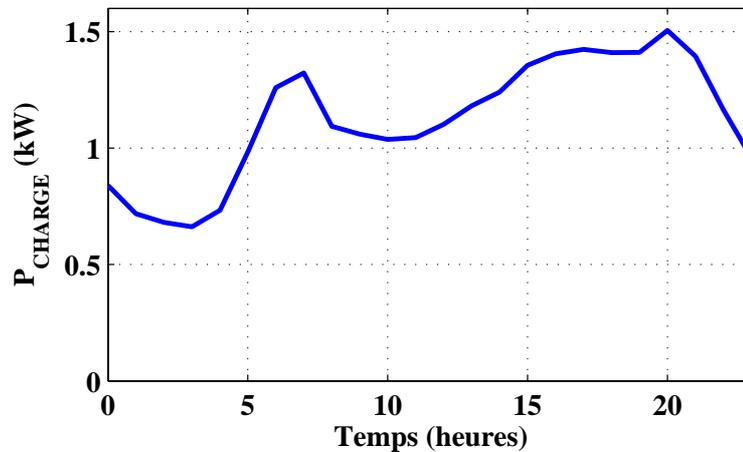


FIGURE 2.21 – Extrait d'un profil de charge sur 24 heures

2.6 Résultats et observations du modèle

Avant d'utiliser une méthode d'optimisation qui sera présentée dans la section 2.7, il est important et intéressant d'analyser les résultats du modèle et également de s'intéresser en détail à l'importance de certains paramètres.

2.6.1 Effet de l'orientation des panneaux

A partir du modèle des PV décrit dans la section 2.5.2, il est possible d'observer l'effet de l'orientation des panneaux sur la quantité d'énergie produite ainsi que sur le moment où cette énergie est produite. L'orientation des panneaux est un paramètre d'optimisation. Cependant, son intérêt lors de la conception peut a

priori ne pas apparaître comme évident. Nous présentons donc ici des résultats permettant de quantifier les effets liés à l'orientation des panneaux solaires afin de prouver l'intérêt d'inclure cette variable en tant que paramètre d'optimisation du dimensionnement du système.

Influence sur la production totale d'énergie

La figure 2.22 représente la quantité annuelle d'énergie électrique produite par un panneau photovoltaïque de 100 W crête en fonction de son angle d'inclinaison. L'azimut du panneau solaire est supposé nul ; le panneau est donc orienté plein sud. Les données météorologiques utilisées ici proviennent d'une station météo d'un site proche de Genève avec une latitude de $46,12^\circ$ Nord. Ces données ont été relevées lors de l'année 2007.

L'influence de l'inclinaison du panneau solaire est assez importante. Une inclinaison de 40° permet de maximiser la production d'énergie à 144 kWh. Placé à l'horizontal, le panneau ne produirait que 119 kWh, soit une différence d'environ 18 % par rapport à sa valeur max.

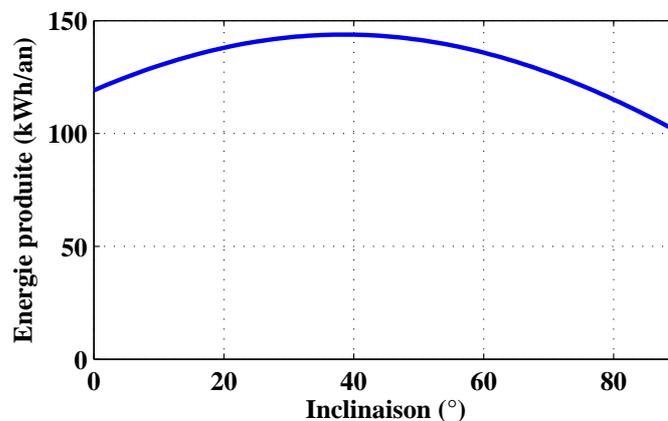


FIGURE 2.22 – Influence de l'inclinaison du panneau sur la production totale d'énergie

Il est également courant de rencontrer dans la littérature un angle idéal d'inclinaison des panneaux correspondant à la latitude du lieu de l'installation majorée de 10° . Dans le cas présent, l'angle d'inclinaison idéal serait donc de 57° . Cela entraîne une production annuelle de 138 kWh soit une diminution de 4 % de la

production comparé au maximum. L'intérêt d'une telle inclinaison, est qu'elle permet de privilégier la production photovoltaïque durant la période hivernale, afin d'égaliser la production sur l'année, tout en ne diminuant que légèrement la production annuelle.

En plus de l'angle d'inclinaison du panneau solaire, l'angle d'azimut est également un paramètre qui peut être important. Dans les mêmes conditions que précédemment, la figure 2.23 montre à la fois l'effet des angles d'inclinaison et d'azimut du panneau sur la production annuelle d'énergie.

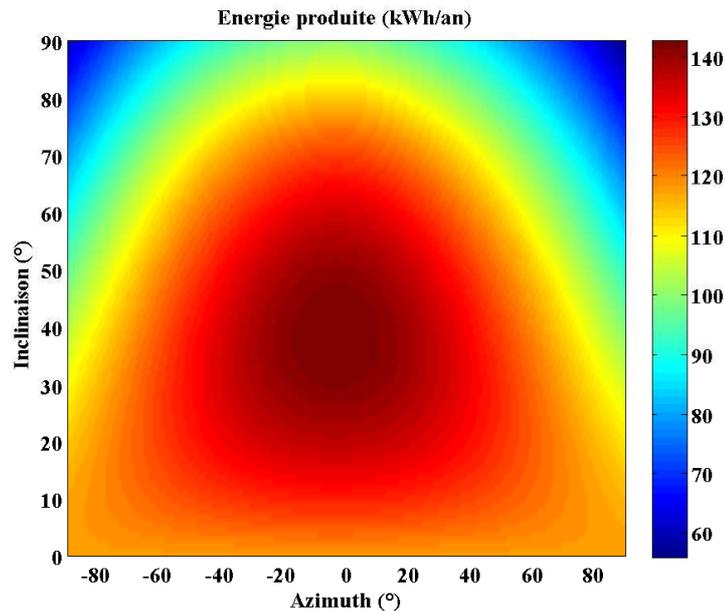


FIGURE 2.23 – Influence de l'orientation du panneau sur la production totale d'énergie

Il apparaît très clairement que la production est maximale lorsque le panneau est orienté plein sud, c'est-à-dire, lorsque l'angle d'azimut est nul. Lorsque l'inclinaison du panneau est nulle, l'angle d'azimut n'a bien entendu aucune influence sur la quantité d'énergie produite. En revanche, lorsque l'angle d'inclinaison augmente, l'effet de l'angle d'azimut devient de plus en plus important.

Il est intéressant de remarquer que, si l'orientation azimuth du panneau ne peut pas être choisie plein sud — par exemple à cause de la géométrie du bâtiment sur lequel est installé le panneau — l'angle d'inclinaison permettant de maximiser la

production d'énergie n'est pas le même. En effet, avec un azimut de 0° , l'angle de d'inclinaison optimal est de 40° alors qu'avec un angle d'azimut de 60° , l'angle d'azimut se situe plutôt autour de 30° .

Influence sur la répartition annuelle de la production

Toujours à partir des même conditions que précédemment, la figure 2.24 présente la production d'énergie journalière moyenne sur les différents mois de l'année pour une inclinaison nulle du panneau. On peut voir que la variation de production entre les périodes hivernales et estivales est très importante. Le rapport entre le mois le plus favorable et le mois le plus défavorable est de 10. La production journalière moyenne est en effet de 53 kWh en décembre contre 553 kWh en juin.

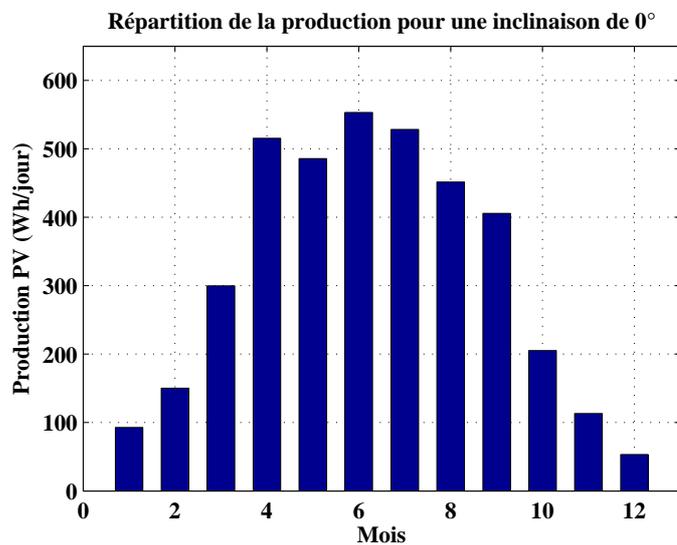


FIGURE 2.24 – Répartition de la production d'énergie sur l'année pour une inclinaison de 0°

Dans ces conditions, il faudrait un stockage dit saisonnier de l'énergie. Cependant, cette variation étant très importante, la capacité de ce moyen de stockage devrait être énorme. Il peut alors être intéressant d'augmenter l'inclinaison du panneau solaire de manière à favoriser la production hivernale. La figure 2.25 présente la répartition de production pour l'angle idéal de 56° .

Cette inclinaison permet d'augmenter considérablement la production hivernale : la production de janvier a été doublée. De plus, cela ne diminue que de 10 %

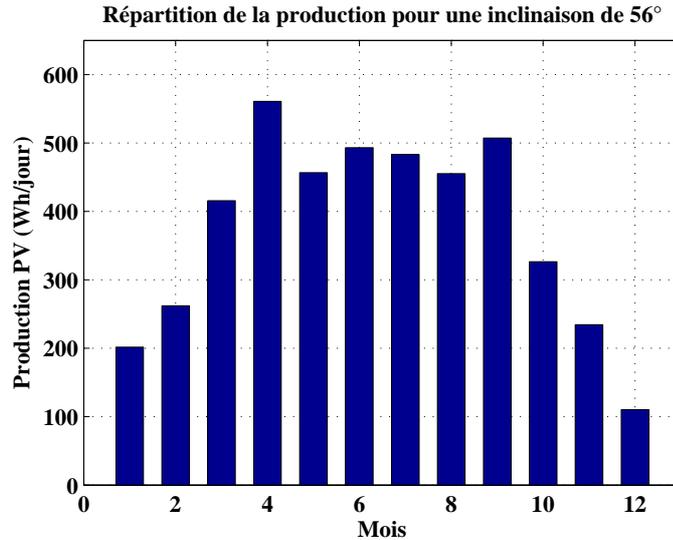


FIGURE 2.25 – Répartition de la production d’énergie sur l’année pour une inclinaison de 56°

la production du mois de juin. De cette manière, les systèmes de stockage ou les systèmes d’alimentation auxiliaire du système seront nettement moins sollicités dans les périodes critiques.

Cependant, même si l’on augmente encore plus le panneau solaire en le plaçant quasiment à la verticale (85°), cela ne permet pas de gain supplémentaire sur la production hivernale comme l’illustre la figure 2.26. De plus, la production estivale est fortement diminuée.

Ces observations sont valables pour le lieu choisi (Genève) d’une latitude de 46,12° Nord. Si la latitude est plus élevée, il peut alors être intéressant d’incliner les panneaux d’un angle proche de la verticale, notamment pour des installations proches des pôles.

2.6.2 Comportement du modèle

Le modèle énergétique permet d’observer l’évolution des différentes puissances des éléments ainsi que l’évolution du niveau de charge. Afin de montrer le comportement du modèle de simulation, nous présentons ici quelques résultats de la simulation d’un système composé de :

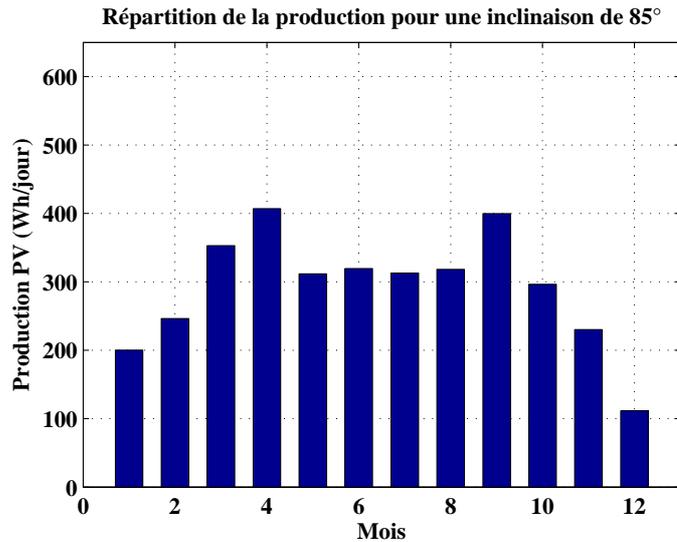


FIGURE 2.26 – Répartition de la production d'énergie sur l'année pour une inclinaison de 85°

- un générateur photovoltaïque d'une puissance de 15 kW orienté plein sud avec une inclinaison de 57°.
- un banc de batteries d'une capacité totale de 100 kWh. Le modèle est basé sur des batteries de type 6FM200D de la compagnie Vision Battery dont les paramètres sont donnés dans le tableau 2.2.
- Une pile à combustible de 2 kW qui sera démarrée lorsque le niveau de charge de la batterie atteint 25 % et désactivée lorsqu'il revient à 80 %.

Paramètre	Valeur
k	4,01
c	0,6
a1	286,42664047
a2	2399,45287685
a3	-0,09584658
a4	6134,86693439
a5	-0,05763962

TABLE 2.2 – Paramètres du modèle des batteries utilisées (batteries 6FM200D)

Lorsque la PàC est désactivée

La figure 2.27 montre l'évolution sur 48 heures de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque et de la puissance de la charge. Lorsque la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque est supérieure à la puissance consommée par la charge, la puissance de la batterie est égale à cet excédent : la batterie se charge. Ce phénomène est illustré sur les figures 2.28 et 2.29, notamment entre 490 h et 495 h.

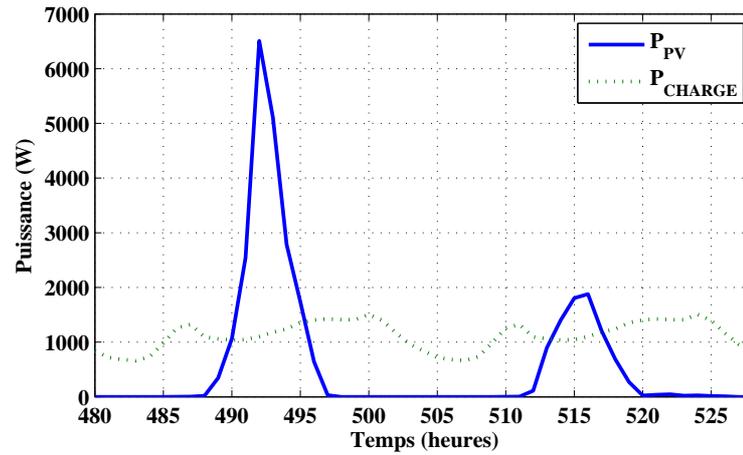


FIGURE 2.27 – Evolution des puissances du panneau et de la charge lorsque la PàC est désactivée

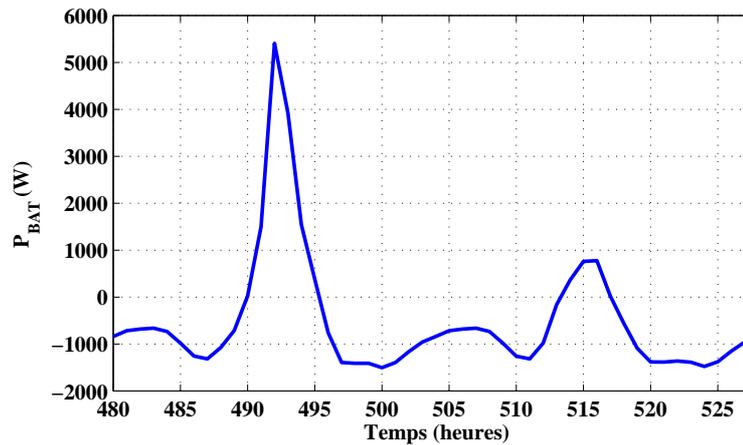


FIGURE 2.28 – Evolution de la puissance de la batterie lorsque la PàC est désactivée

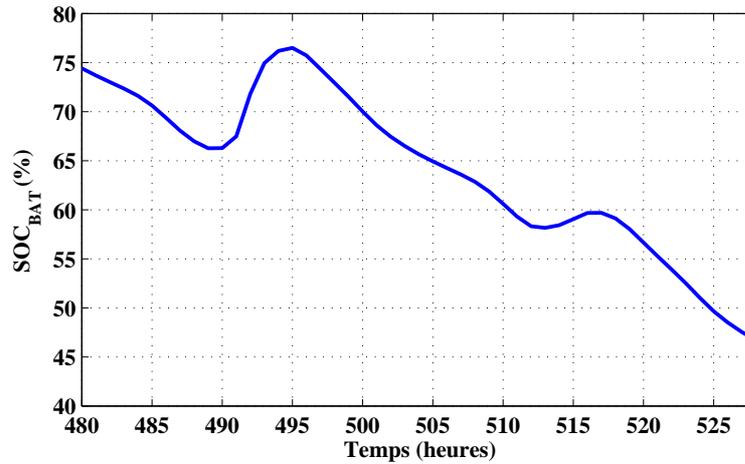


FIGURE 2.29 – Evolution du niveau de charge de la batterie lorsque la PàC est désactivée

Lorsque la PàC est activée

Dans le cas précédent, la puissance générée par le PV ne suffit pas à recharger la batterie. Ainsi, d'une manière générale, le niveau de charge diminue. La figure 2.30 montre que, lorsque le niveau de charge atteint une valeur faible, fixée ici à 25 %, la PàC est activée (à $t = 550$ h). Elle délivre alors une puissance constante de 2 kW. Avant cette activation, la puissance de la batterie étant strictement négative : la batterie fournissait en permanence l'énergie consommée par la charge (voir 2.31). En revanche, lorsque la pile est activée, la puissance de la batterie est toujours positive : la batterie se charge, comme l'illustre la figure 2.32. Lorsque le niveau de charge atteint le seuil de 80 % (à $t = 610$ h), la PàC est désactivée. Ensuite, la batterie continue de se charger grâce à la puissance générée par le panneau solaire qui est alors supérieure à la puissance consommée par la charge.

Evolutions annuelles et durées de vie

La figure 2.33 représente l'évolution de la puissance de la PàC sur l'année. Il est ainsi possible de compter le nombre de démarrages de la PàC, au nombre ici de 11 et la durée totale d'activation : 493 heures. Ainsi, en considérant une durée de vie du système PàC de 5000 heures de fonctionnement ou 500 démarrages, l'endommagement partiel d'une année sur le système est de 0,0986 (d'après (2.26)). La

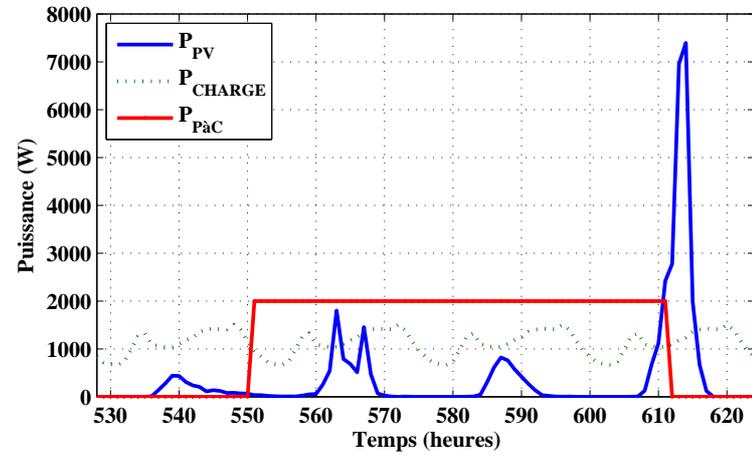


FIGURE 2.30 – Evolution des puissances du panneau, de la charge et de la PàC lorsque la PàC est activée

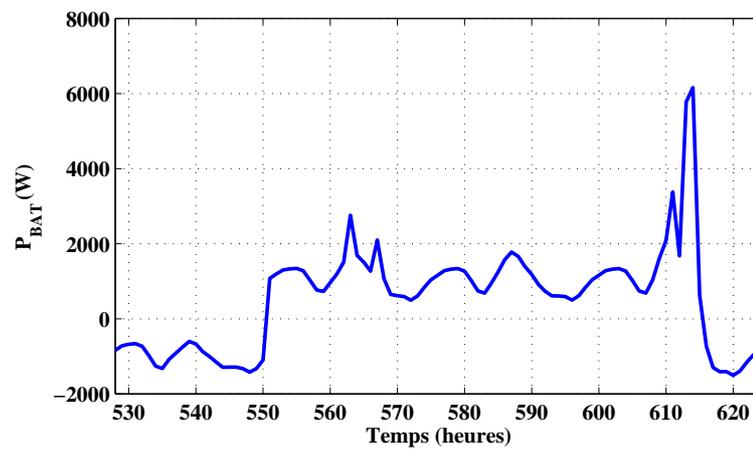


FIGURE 2.31 – Evolution de la puissance de la batterie lorsque la PàC est activée

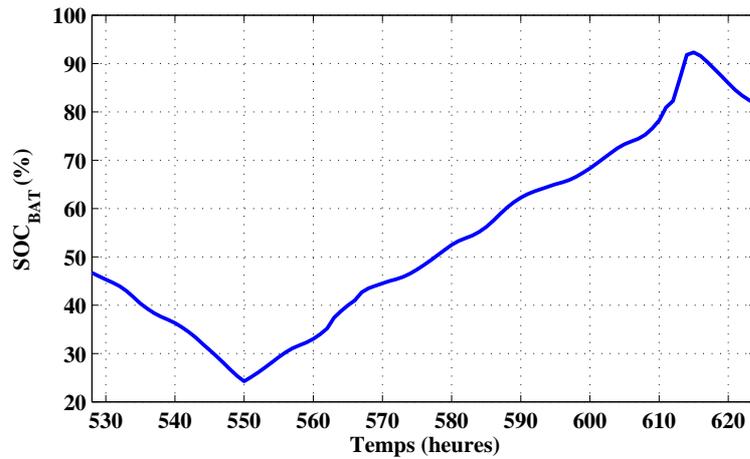


FIGURE 2.32 – Evolution du niveau de charge de la batterie lorsque la PàC est activée

durée de vie, exprimée en années, étant donnée par l'inverse de l'endommagement partiel d'une année : $DV_{PàC} = 10,14$ ans. Si l'on considère une durée de vie du système égale à 25 ans, il faudrait donc remplacer la PàC 2 fois.

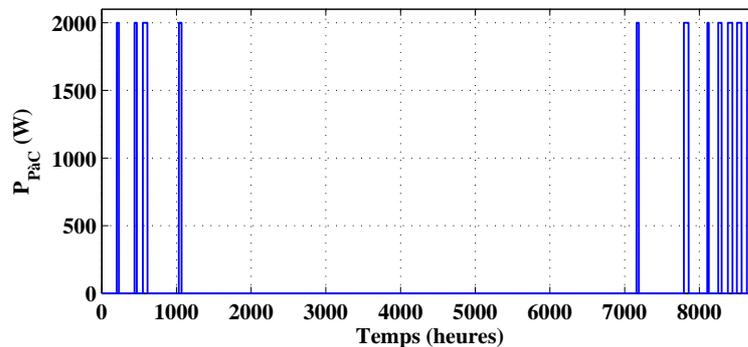


FIGURE 2.33 – Evolution de l'activation de la PàC au cours d'une année

En termes de consommation d'hydrogène, cela représente une consommation annuelle de 2465 kWh soit un réservoir d'un volume de $3,4 \text{ m}^3$ si l'hydrogène est compressé à 200 bar.

Il apparaît également que la PàC est sollicitée exclusivement durant la période hivernale. Un futur développement de ces travaux pourrait être d'intégrer la cogénération du système PàC afin d'utiliser également la chaleur dégagée par la PàC pour obtenir de l'eau chaude sanitaire ou chauffer des locaux.

La figure 2.34 représente l'évolution du niveau de charge de la batterie sur l'année. Cette courbe est ensuite utilisée par l'algorithme rainflow pour prédire la durée de vie de la batterie en se basant sur la règle de Miner (voir 2.5.4). Le résultat montre que la durée de vie de la batterie serait de 7,6 années. Il faudrait donc 4 batteries pour satisfaire un système d'une durée de vie de 25 ans.

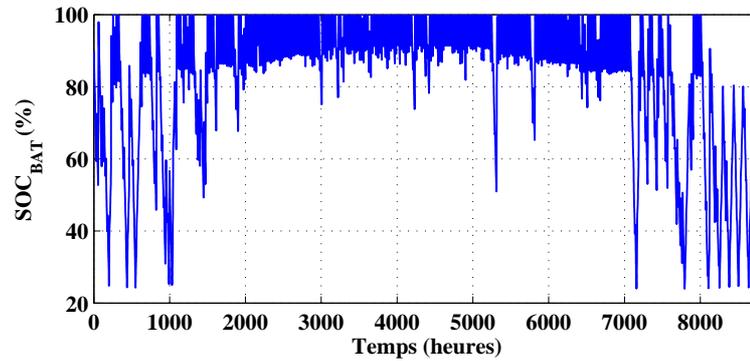


FIGURE 2.34 – Evolution du niveau de charge de la batterie au cours d'une année

Coût du système

Les résultats de la simulation montrent qu'avec les paramètres choisis, il n'y a pas de manque d'énergie. Basé sur les coûts unitaires présentés dans le tableau 2.3, le coût total du système s'élève à 120 628 EUR sur 25 ans. La consommation totale d'énergie étant de 9851,35 kWh par an, le coût de l'énergie serait de 0,49 EUR par kWh.

Coût Unitaire	Prix	Unité
CU_{PV}	4	EUR/W
CU_{BAT}	70	EUR/kWh
CU_{PaC}	4	EUR/W
CU_{H2}	0,14	EUR/kWh
$CU_{pénalité}$	70	EUR/kWh

TABLE 2.3 – Coûts unitaires des éléments [4, 68, 9]

Il est important de remarquer que nous n'avons pas tenu compte des prix de fonctionnement et de maintenance. Ces données sont très difficiles à évaluer

et peuvent être très différentes selon le lieu de l'installation. Cependant, le prix annoncé permet déjà de donner, de manière assez précise, le coût de l'énergie produite par le système en fonction de sa conception.

2.6.3 Fonction à optimiser

La section précédente a montré les résultats que le modèle peut fournir. Il peut donc être intéressant de mettre en place un algorithme permettant d'optimiser les paramètres de conception pour obtenir un coût minimum de l'énergie délivrée par le système hybride. De nombreux algorithmes d'optimisation sont aujourd'hui disponibles. Pour l'optimisation de ce genre de systèmes, beaucoup d'études ont exploré l'utilisation des algorithmes stochastiques et très souvent les algorithmes génétiques [22, 53]. Cependant, il n'est que rarement expliqué pourquoi des algorithmes stochastiques sont généralement préférables pour ce genre de systèmes [45].

Basé sur un cas d'étude similaire à celui présenté précédemment¹, nous avons tout d'abord observé l'effet de chaque paramètre sur le coût total lorsque les autres paramètres sont maintenus à une valeur constante. Les valeurs des paramètres et leur plage de variation sont données dans le tableau 2.4.

Paramètres	Signification	Valeur fixe	Variation
P_{PV_c}	Puissance PV	250 W	170 W to 250 W
Q_{BAT}	Capacité batterie	2227 Wh	0.5 kWh to 6 kWh
$P_{PàC_n}$	Puissance PàC	66.3 W	35 W to 200 W
σ	Inclinaison PV	54.4°	0° to 80°
SOC_{BAT_B}	SOC démarrant la PàC	20 %	20 % to 50 %
SOC_{BAT_H}	SOC arrêtant la PàC	58.9 %	50 % to 100 %

TABLE 2.4 – Plage de variation des paramètres du modèle de simulation

La figure 2.35 présente l'évolution du coût du système en fonction de chacun des paramètres. On peut ainsi voir que tous les paramètres ont une influence sur le coût du système. Ici, la capacité de la batterie apparaît comme le paramètre le plus

1. La consommation est, dans ce cas, beaucoup plus faible. C'est pourquoi le coût du système est également plus faible.

important en faisant varier le coût de plus de 4000 EUR. Les autres paramètres ont aussi une forte influence sur le coût (environ de 1000 EUR). Aucun paramètre ne peut donc être négligé dans l'optimisation.

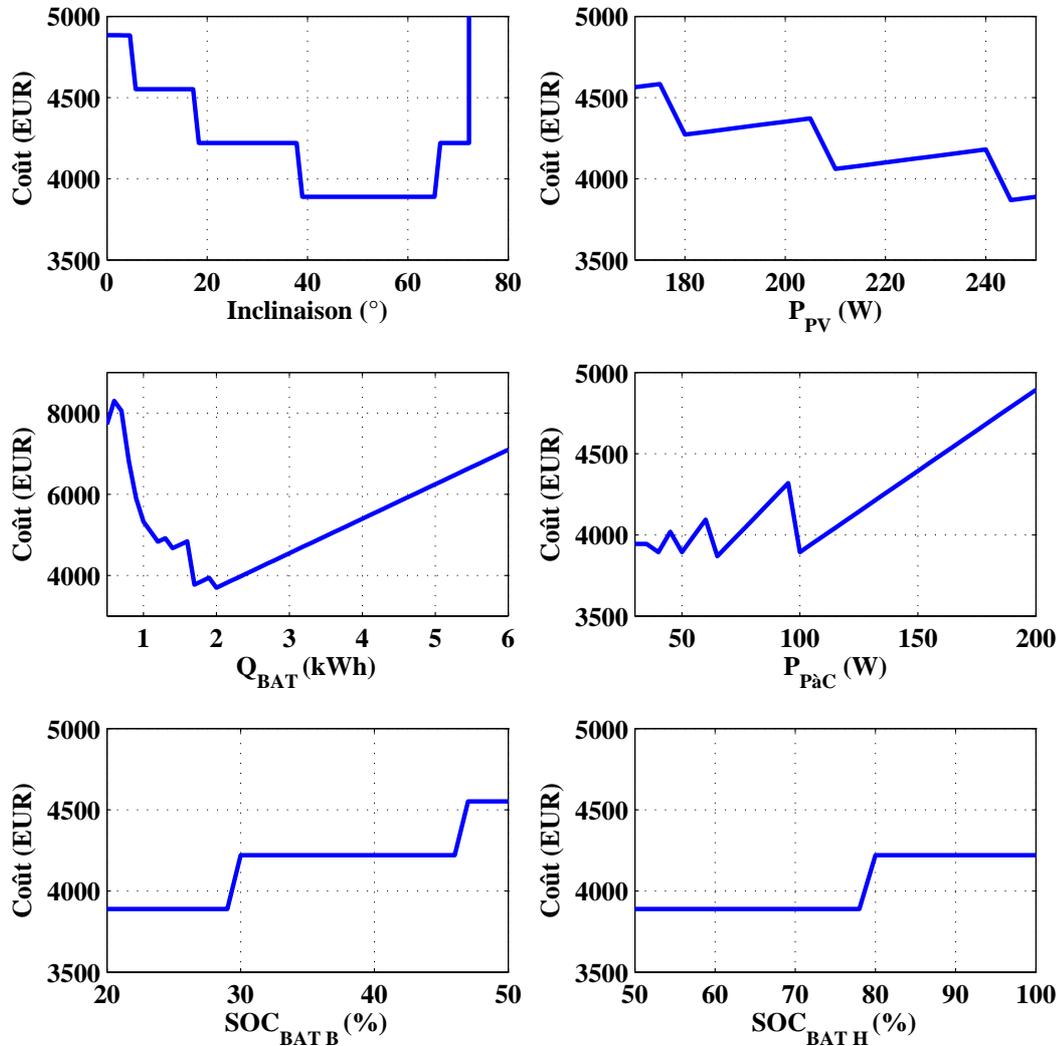


FIGURE 2.35 – Influence de chacun des paramètres sur le coût total du système

La figure 2.36 montre l'évolution du coût selon la puissance du panneau solaire et son inclinaison. On peut voir que la fonction comporte de nombreux sauts et variations rapides. Ces discontinuités peuvent être dues à la durée de vie d'un élément qui diminue et qui entraîne donc un remplacement supplémentaire. Cela se traduit donc par un changement brusque sur le coût du système.

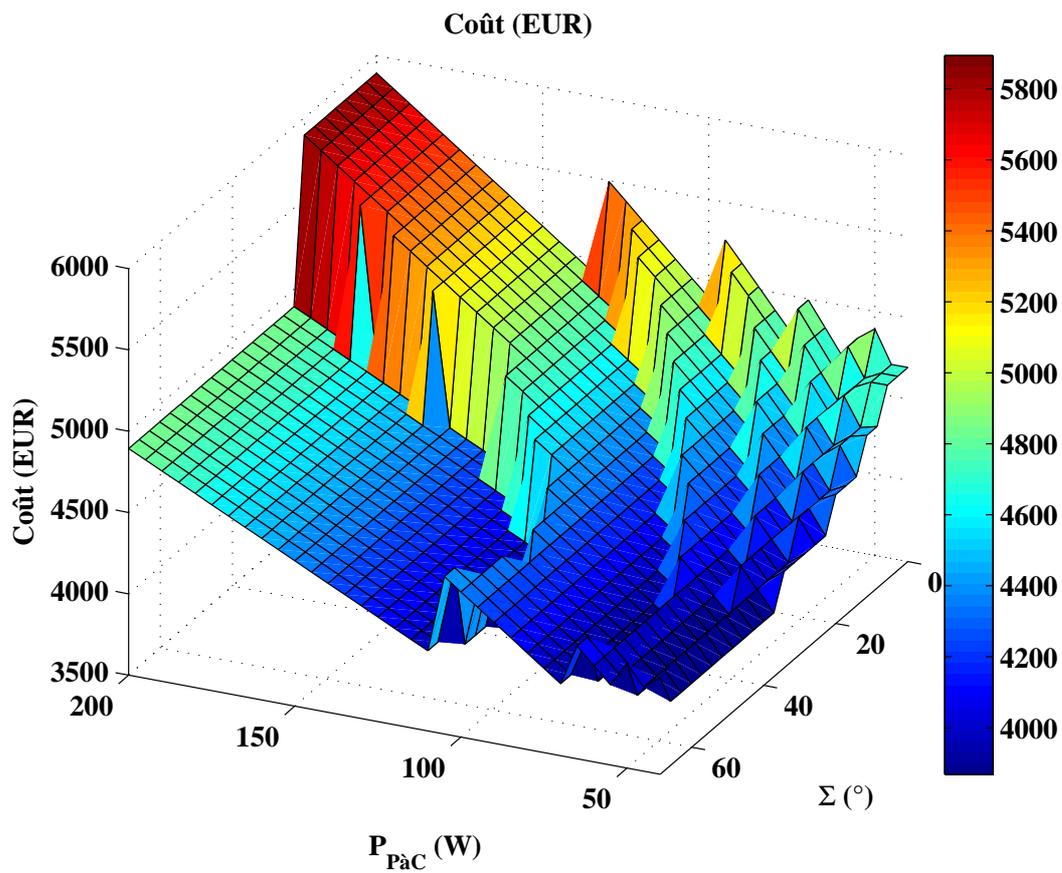


FIGURE 2.36 – Influence de la puissance de la PàC et de l'angle d'inclinaison du PV sur le coût total du système

A cause de ces discontinuités, la fonction à optimiser n'est donc pas différentiable. Une méthode d'optimisation déterministe, comme par exemple la méthode du gradient, ne peut donc pas être utilisée. De plus, la fonction comporte un grand nombre d'optimum locaux ce qui limite le choix des algorithmes déterministe.

Aux vues des caractéristiques de la fonction à optimiser, un algorithme stochastique semble préférable. Nous avons donc choisi d'utiliser un algorithme génétique qui permet le traitement d'une fonction non différentiable en évitant la problématique des optimums locaux. De plus, ce type d'algorithme reste relativement simple à écrire et à développer.

2.7 Optimisation du dimensionnement

2.7.1 Principe général de l'optimisation

A partir du modèle, il est possible d'optimiser les paramètres de conception de manière à obtenir un coût minimum de l'énergie délivrée par le système. De plus, comme nous venons de le présenter dans le paragraphe précédent, un algorithme stochastique semble préférable. Nous avons donc choisi d'utiliser un algorithme génétique car il permet, en un temps relativement correct, de trouver l'optimum d'une fonction tout en restant relativement simple à programmer.

D'une manière synthétique, le principe du dimensionnement optimal proposé dans cette thèse peut se résumer par la figure 2.37.

Le modèle de simulation, à partir des différents paramètres de conception, permet d'estimer les informations nécessaires à la fonction évaluant le coût. Ensuite, le coût est utilisé comme donnée d'entrée de l'algorithme génétique ; ce sera donc la fonction objective à optimiser. L'algorithme va ensuite chercher à trouver la combinaison des différents paramètres de conception qui mène au coût minimum du système et donc, au coût minimum de l'énergie produite par l'installation.

2.7.2 Les algorithmes génétiques

Principe général des algorithmes génétiques

Un algorithme génétique est un algorithme dit évolutionniste car le processus d'optimisation s'inspire de la théorie de l'évolution proposée par Darwin en 1859.

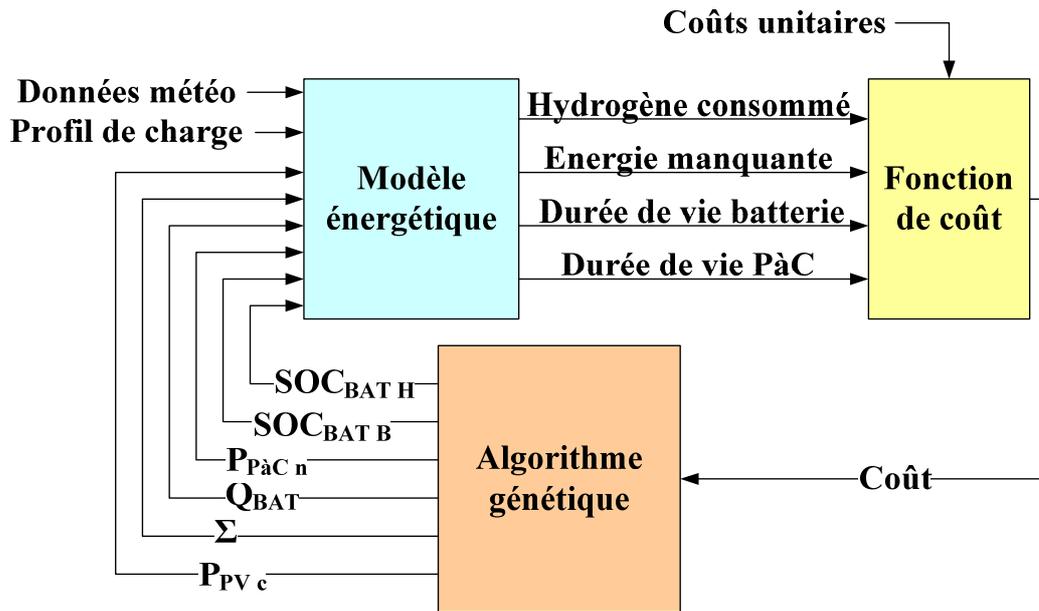


FIGURE 2.37 – Structure générale du programme d’optimisation

Les algorithmes génétiques pour la résolution de problème ont été étudiés depuis les années 60 mais leur véritable essor a commencé dans la fin des années 70 avec des domaines d’application très différents [72]. Par analogie à la biologie, on retrouve les termes tels que « sélection », « croisement », « mutation » ou encore « population ».

Avec un algorithme génétique, chaque solution potentielle du problème est appelée individu. A l’image d’une solution potentielle qui est caractérisée par une combinaison des paramètres d’optimisation, l’individu est caractérisé par une combinaison de gènes. Par analogie, les gènes sont donc les paramètres à optimiser. L’ensemble de ces individus forme la population. Aussi, le problème peut être décrit son le nom d’environnement. La fonction objective permet d’évaluer l’adaptation d’un individu à son environnement (c’est-à-dire, d’une solution potentielle au problème). Pour rappel, la fonction objective est, dans notre cas, le coût du système. L’algorithme génétique va donc, à partir d’une certaine population, évaluer les différents individus. Ensuite, les individus ayant une bonne adaptation au problème seront sélectionnés pour créer une partie d’une nouvelle population². Cette

2. Il existe différentes méthodes de sélections que nous ne détaillerons pas ici. En effet, cer-

nouvelle population est appelée nouvelle génération. La création d'une nouvelle génération se fait par croisement des différents individus sélectionnés. Le croisement permet d'obtenir un nouvel individu combinant les propriétés de ses parents ; il est donc potentiellement mieux adapté à son environnement. Plus largement, la nouvelle génération est donc potentiellement mieux adaptée à son environnement que la précédente³. En plus de l'opération de croisement, l'opération de mutation est également appliquée. Elle a lieu selon une certaine probabilité et va transformer aléatoirement les gènes de certains individus. Cette opération est très importante car elle permet d'éviter la convergence de l'algorithme vers des optimums locaux en observant d'autres points de l'espace de solution du problème.

De manière plus synthétique, le processus itératif de l'algorithme génétique est résumé selon les étapes suivantes et également à travers la figure 2.38.

1. Une première population est générée aléatoirement.
2. Ensuite les individus sont évalués. C'est ici que l'on fait appel au modèle et à la fonction de coût. Le coût de chaque individu est évalué.
3. Les individus sont sélectionnés. Les meilleurs (ceux qui ont le plus faible coût) auront plus de chance de participer à la création de la population suivante.
4. Une nouvelle génération est créée par croisement des individus sélectionnés. Ceci génère, en théorie, des individus encore meilleurs. De plus, des mutations apparaissent aléatoirement sur certains gènes selon une probabilité définie par l'utilisateur. Le phénomène de mutation est capital car il permet en partie à l'algorithme de ne pas converger vers des optimums locaux.
5. Si l'algorithme a atteint un nombre d'itération considéré comme suffisant, il donne le meilleur résultat obtenu jusqu'ici. Sinon, on applique de nouveau le processus à la génération en cours en reprenant l'étape 2 (évaluation).

Application des algorithmes génétiques au problème de dimensionnement

Ramené dans le contexte de notre problème, on peut imaginer que deux individus, notés A et B, sont composés des gènes (c'est-à-dire des paramètres) indiqués

taines méthodes permettent à des éléments non adaptées de « survivre »

3. Contrairement au cas de l'évolution des espèces, l'environnement ne change pas, c'est-à-dire que l'objectif reste le même dans la plupart des problèmes d'optimisation.

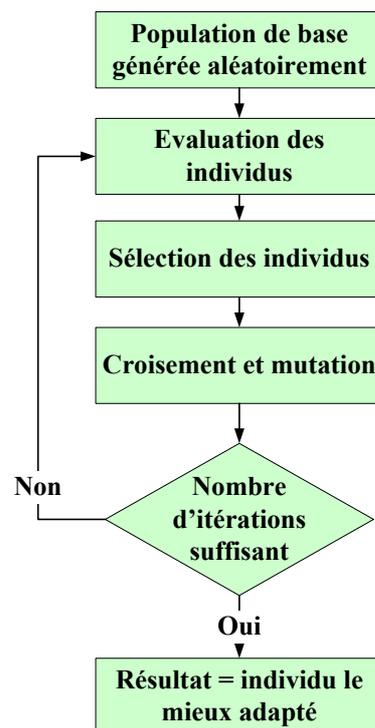


FIGURE 2.38 – Principe des algorithmes génétiques

dans le tableau 2.5. Par croisement de ces deux individus, on peut par exemple obtenir l'individu noté croisement (voir tableau 2.5). Les gènes de l'individu obtenu proviennent soit de A soit de B, le choix de l'héritage étant aléatoire. La dernière ligne du tableau montre l'effet que peut avoir une éventuelle mutation : seul le gène noté $SOC_{BAT\ B}$ a été muté de façon purement aléatoire.

	P_{PV_c}	Σ	Q_{BAT}	P_{PaC_n}	$SOC_{BAT\ B}$	$SOC_{BAT\ H}$
Individu A	10 kW	60°	100 kWh	1 kW	30 %	60 %
Individu B	20 kW	30°	200 kWh	2 kW	15 %	90 %
Croisement	10 kW	60°	200 kWh	2 kW	15 %	60 %
Mutation	10 kW	60°	200 kWh	2 kW	55 %	60 %

TABLE 2.5 – Illustration du croisement et de la mutation

Ce principe est ainsi appliqué à l'ensemble de la population pour créer une nouvelle génération et, grâce à la sélection, se rapprocher d'une conception menant au coût minimum de l'installation.

2.7.3 Tests et résultats de l'algorithme d'optimisation retenu

En se basant sur un algorithme génétique, nous présentons ici les résultats des optimisations conduites. Nous nous sommes basés sur les mêmes conditions que celles utilisées pour tester le modèle de simulation (voir 2.6.1). L'algorithme génétique utilisé a été réglé avec les paramètres suivants :

- Une population de 30 individus par génération
- Un nombre de générations maximum de 2000
- Un taux de croisement de 70 % : c'est le pourcentage d'individus croisés qui seront introduits dans la génération suivante. Ces individus remplaceront les individus les moins bien évalués de la génération précédente.
- Un taux de mutation de 1 % : c'est la probabilité qu'a un gène d'être muté.

La figure 2.39 présente la valeur des différents paramètres d'optimisation du meilleur individu de chaque génération. Lors des premières générations, les paramètres ont tendance à varier de manière importante. Ensuite ils arrivent à converger autour d'une valeur fixe au fur et à mesure que l'on se rapproche de l'optimum.

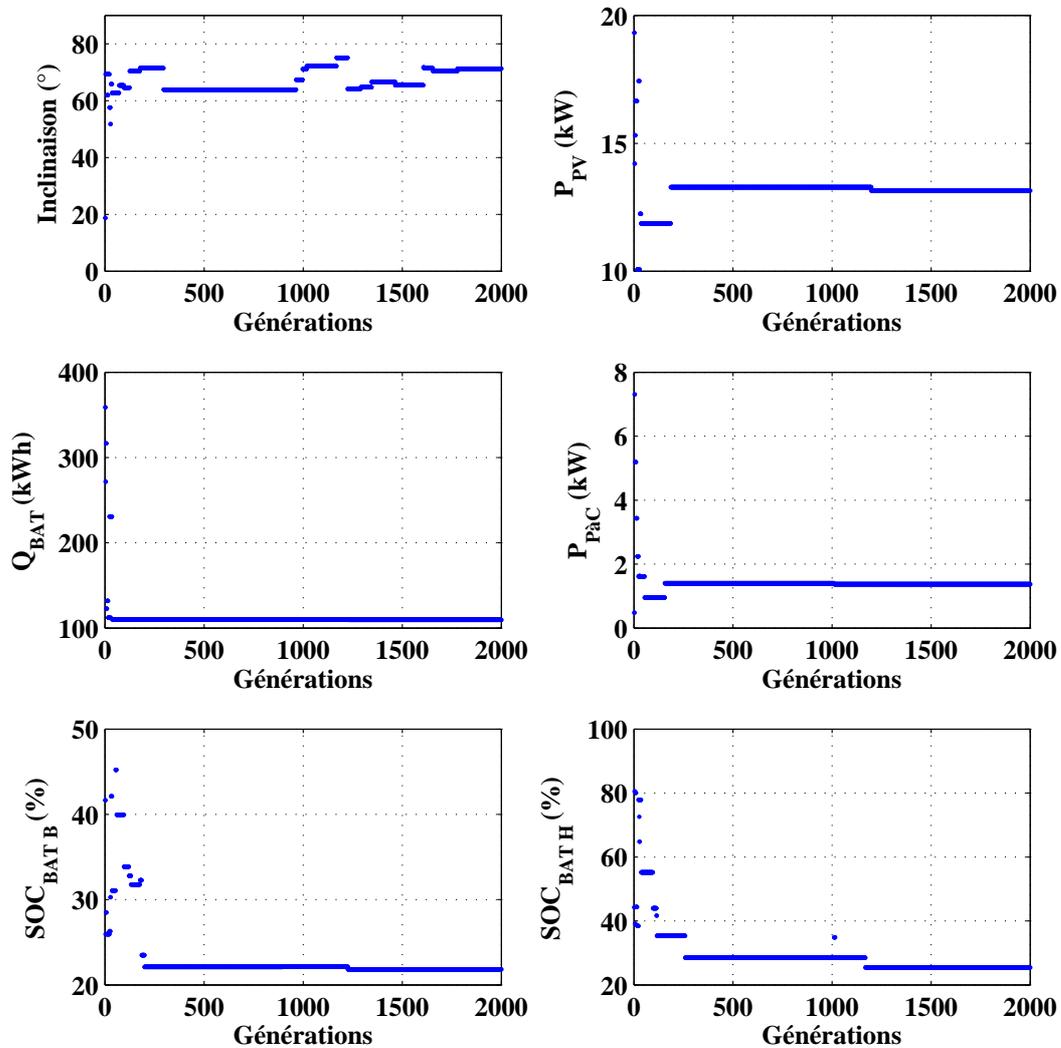


FIGURE 2.39 – Evolution des paramètres au cours de l'optimisation

Cet effet se traduit également sur le coût du système qui diminue rapidement au début puis de plus en plus lentement lorsque l'algorithme converge vers un résultat optimal (voir 2.40). Après l'évaluation de 2000 générations, l'algorithme a convergé et le coût est ainsi passé de 145 kEUR (lors de la première génération générée aléatoirement) à 99 kEUR après la convergence de l'algorithme.

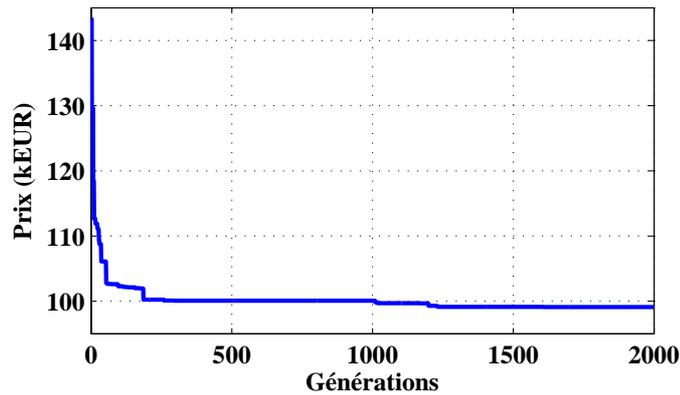


FIGURE 2.40 – Evolution du coût du système au cours de l'optimisation

Pour ce système, dont la consommation suit le profil indiqué figure 2.27 tout au long de l'année, la configuration optimale serait composée de :

- un générateur PV de 13,2 kW incliné à 68°
- des batteries de 109,2 kWh
- une PàC de 1,3 kW activée lorsque SOC_{BAT} atteint 22 % et désactivée lorsque SOC_{BAT} arrive à 25 %

Dans ces conditions, la consommation d'hydrogène serait de 1995 kWh par an, soit un volume de 2,8 m³ compressé à 200 bar. La PàC serait démarrée 46 fois par an pour une durée d'activation de 600 heures ; sa durée de vie serait ainsi de 8,3 ans. La batterie aurait finalement une durée de vie de 8,4 années.

Le coût total du système optimisé sur 25 ans est de 98487,6 EUR. Avec la consommation annuelle de 9851,35 kWh, cela amène à un coût de l'énergie autour de 0,4 EUR/kWh.

2.8 Programme de dimensionnement

2.8.1 Développement du programme

La solution proposée pour le dimensionnement optimal de systèmes hybrides a été finalisée par la réalisation d'un programme informatique. Ce programme regroupe à la fois le modèle du système, la fonction de coût, l'algorithme génétique pour l'optimisation ainsi qu'une interface graphique permettant à l'utilisateur de rentrer les paramètres du système et d'observer les résultats de la simulation et de l'optimisation.

D'un point de vue pratique, ce programme a été réalisé en utilisant le langage C++. Les premiers tests de la solution avaient été réalisés en utilisant le logiciel Matlab. Cependant, le temps requis pour l'exécution du programme est relativement long en utilisant Matlab. En effet, pour l'optimisation d'un système, il faut compter environ un jour de calcul en utilisant Matlab contre moins de 2 heures avec le programme écrit en C++. La bibliothèque logicielle Qt a été utilisée pour réaliser l'interface graphique. Cette bibliothèque est dite multiplateforme car elle permet au concepteur de compiler son application pour différents systèmes d'exploitation à partir du même code source.

Le langage C++ étant un langage orienté objet, le modèle de chaque élément a été regroupé dans un objet. Ensuite, le système est également un objet qui regroupe les différents éléments le constituant en les instanciant. L'ensemble du code source regroupent les fichiers suivants dont le contenu est donné en annexes (voir annexe [A](#)) :

- Battery.cpp
- Battery.h
- FuelCell.cpp
- FuelCell.h
- GeneticAlgorithm.cpp
- GeneticAlgorithm.h
- HybridSystemPVBATFC.cpp
- HybridSystemPVBATFC.h
- InputData.cpp
- InputData.h

- main.cpp
- Photovoltaic.cpp
- Photovoltaic.h
- windowmain.cpp
- windowmain.h

Le code 2.1 présente l'en-tête de l'objet modélisant le panneau photovoltaïque et le code 2.2 présente le code qui permet de calculer la puissance produite par le panneau à partir des données d'ensoleillement.

Code 2.1 – Fichier Photovoltaic.h

```

1 #ifndef DEF_PHOTOVOLTAIC
2 #define DEF_PHOTOVOLTAIC
3
4 class Photovoltaic
5 {
6 public:
7     Photovoltaic();
8     void set( double nominalPower, double latitude ); // Fixe les
9         paramètres de la batterie. Effectue des tests et fait les
10        corrections si nécessaires
11     double ComputePower( double timeSeconds, double
12         collectorAzimuthAngle, double collectorTiltAngle, double
13         beamIrradiation, double diffuseIrradiation );
14 private:
15     double nominalPower;
16     double latitude;
17     double declination;
18     double hourAngle;
19     double altitudeAngle;
20     double azimuthAngle;
21     double incidenceAngle;
22     double beamCollectorIrradiation;
23     double diffuseCollectorIrradiation;
24     double totalCollectorIrradiation;
25     double power;
26     double dayNumber;
27     double solarTime;
28 };
29 #endif

```

Code 2.2 – Fichier Photovoltaic.cpp

```

1 #include <iostream>

```

```

2 #include <math.h>
3 #include "Photovoltaic.h"
4
5 using namespace std;
6
7 Photovoltaic::Photovoltaic(){
8     set(0,0);
9 }
10
11 void Photovoltaic::set(double nominalPowerSetting, double
12     latitudeSetting){
13     nominalPower=nominalPowerSetting;
14     latitude=latitudeSetting;
15 }
16 double Photovoltaic::ComputePower(double timeSeconds, double
17     collectorAzimuthAngle, double collectorTiltAngle, double
18     beamIrradiation, double diffuseIrradiation)
19 {
20     dayNumber=(timeSeconds/(3600*24));
21     solarTime=((int)timeSeconds/3600)%24;
22     declination=0.40927*sin(2*M_PI/365*(dayNumber-81));
23     hourAngle=15*2*M_PI/360*(12-solarTime);
24     altitudeAngle=asin(cos(latitude)*cos(declination)*cos(
25         hourAngle)+sin(latitude)*sin(declination));
26     azimuthAngle=asin(cos(declination)*sin(hourAngle)/cos(
27         altitudeAngle));
28     incidenceAngle=acos(cos(altitudeAngle)*cos(azimuthAngle-
29         collectorAzimuthAngle)*sin(collectorTiltAngle)+sin(
30         altitudeAngle)*cos(collectorTiltAngle));
31     beamCollectorIrradiation=beamIrradiation*cos(incidenceAngle);
32     diffuseCollectorIrradiation=diffuseIrradiation*(1+cos(
33         incidenceAngle))/2;
34     totalCollectorIrradiation=beamCollectorIrradiation+
35         diffuseCollectorIrradiation;
36     power=totalCollectorIrradiation*(nominalPower/1000);
37     if (power<0){ power=0;}
38     return power;
39 }

```

2.8.2 Utilisation du programme

Présentation générale

Le fichier exécutable, nommé `hybrid_system_design_window.exe` dans la figure 2.41 permettant de lancer le programme doit se situer dans un répertoire contenant également quatre autres dossiers :

- Un dossier nommé `data` qui contient quatre fichiers `.dat`
 - Le fichier `diffuse.dat` qui contient les données d'ensoleillement diffus horizontal
 - Le fichier `direct.dat` qui contient les données d'ensoleillement direct
 - Le fichier `load.dat` qui contient le profil de consommation des utilisateurs
 - Le fichier `seconds.dat` qui indique le nombre de secondes écoulées depuis le début de l'année. Cela permet éventuellement de commencer une simulation à un autre instant qu'au premier janvier de l'année.
- Un dossier nommé `parameters` qui contient la sauvegarde des paramètres rentrés par l'utilisateur
- Un dossier nommé `Results` qui contient les résultats des simulations ou des optimisations réalisées par le programme. Les fichiers de résultats sont au format `.dat` également et peuvent être lu directement ou exploité par d'autres programmes (tableurs par exemple) afin de tracer l'évolution des paramètres du système.

Sous Windows, le dossier contenant le fichier exécutable doit également contenir les fichiers DLL suivants afin de pouvoir fonctionner :

- `mingwm10.dll`
- `QtCore4.dll`
- `QtCored4.dll`
- `QtGui4.dll`
- `QtGuid4.dll`
- `QtNetwork4.dll`
- `QtNetworkd4.dll`

Interface utilisateur

Ouverture du programme Une fois le programme lancé, l'interface utilisateur doit apparaître (voir 2.42). Cette interface comporte différents onglets, les deux

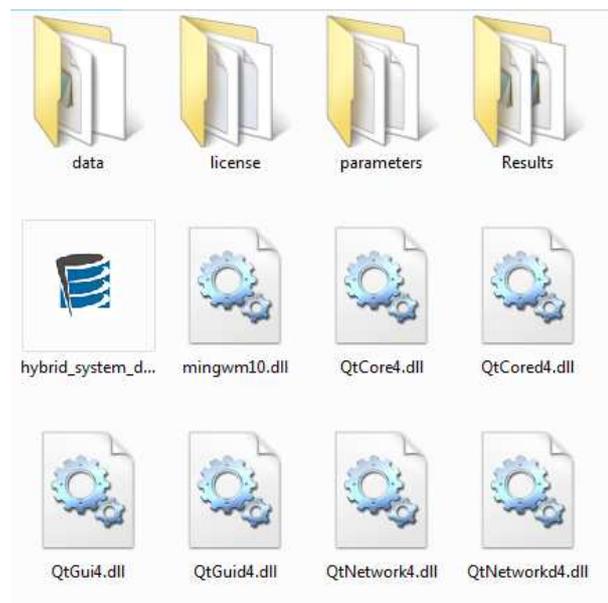


FIGURE 2.41 – Dossier du fichier exécutable

plus importants étant les onglets « Simulation » et « GA ». Les autres onglets permettent de rentrer les caractéristiques des différents éléments.

Simulation du système Ainsi si l'on souhaite tester une certaine configuration, l'utilisateur doit rentrer dans chacun des onglets :

- « System » permet de donner les indications générales sur le système telles que la latitude du lieu de l'installation, la durée de vie du système, etc.
- « PV » l'utilisateur peut rentrer la puissance du panneau solaire, son orientation (azimut et inclinaison), ainsi que son coût par watt crête.
- « Battery » permet de donner les caractéristiques des batteries utilisées ainsi que leur prix unitaire (voir figure 2.43).
- « Generator » fait en réalité référence à la PàC (en tant que générateur auxiliaire). Il est possible ici d'indiquer le prix unitaire de cet élément ainsi que sa durée de vie en termes de cycles de démarrage et d'heures de fonctionnement. Sa puissance et son rendement doivent également être renseignés.
- Les deux derniers onglets « Fuel » et « Missing Energy » permettent uniquement de spécifier le coût unitaire de l'hydrogène et du manque d'énergie, tous deux exprimés en EUR/Wh.

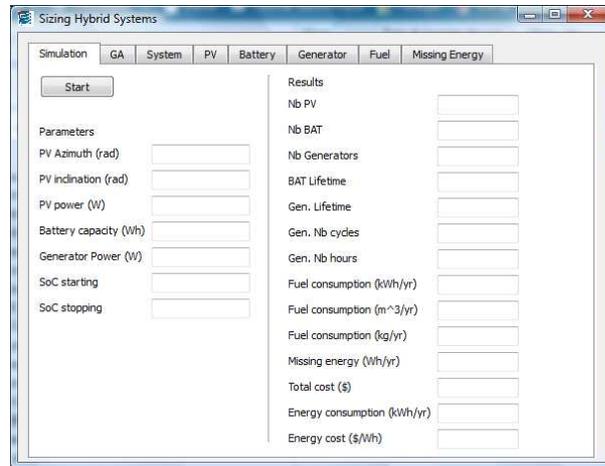


FIGURE 2.42 – Onglet « Simulation » du programme de dimensionnement

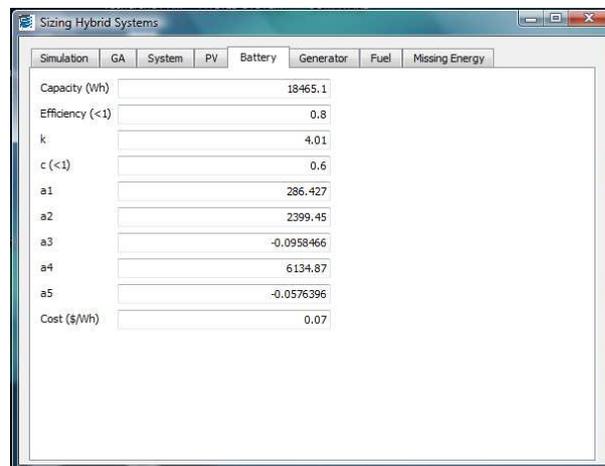


FIGURE 2.43 – Onglet « Battery » du programme de dimensionnement

Une fois les différents onglets renseignés, il faut revenir sur l'onglet « Simulation » et lancer une optimisation en cliquant sur « Start ». Si les paramètres indiqués et les données fournies dans la répertoire **data** sont corrects, le programme va ensuite préciser qu'il a effectué cette simulation. Deux fichiers sont alors disponibles dans le répertoire **Results**. L'un permet d'observer l'évolution des différentes données du modèle (puissance produite par le PV, niveau de charge de la batterie, etc.) et l'autre présente un résumé de la configuration du système (coût total, éventuel manque d'énergie, durées de vie de la batterie et de la PàC, etc.).

Optimisation du système Avant de lancer une optimisation, il faut tout d'abord renseigner les coûts unitaires des différents éléments en utilisant les différents onglets disponibles. Ensuite, l'optimisation du système se paramètre en utilisant l'onglet « GA » représenté figure 2.44 (pour « Genetic Algorithm »).

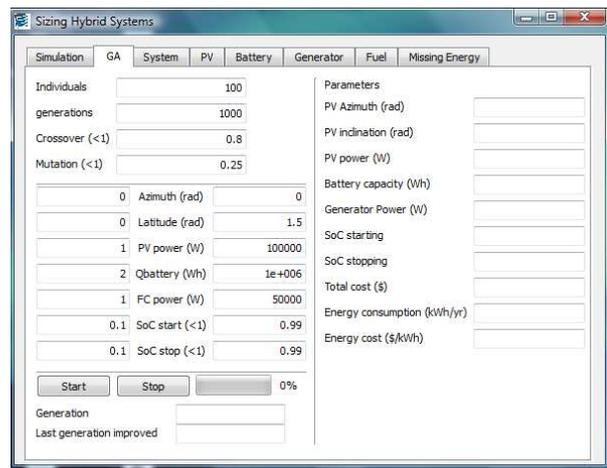


FIGURE 2.44 – Onglet « GA » du programme de dimensionnement

Au cours de l'optimisation, la partie droite de l'onglet montre les caractéristiques du meilleur individu trouvé. Les valeurs affichées changent donc au cours de la convergence de l'algorithme vers la solution optimale. La partie en haut à gauche permet de paramétrer l'algorithme pour :

- le nombre d'individus (« Individuals »)
- le nombre de générations (« Generations »)
- le taux de croisement (« Crossover »)
- le taux de mutation (« Mutation »)

La partie gauche permet de rentrer les valeurs minimum et maximum de chacun des paramètres à optimiser. En dessous de cette partie, se trouve le bouton « Start » permettant de démarrer l'optimisation. En cours d'optimisation, le nombre de générations déjà évaluées est indiqué ainsi que le numéro de la dernière génération ayant conduit à une diminution du coût (« Last generation improved »).

2.9 Etude des résultats d'optimisation de différentes configurations

2.9.1 Optimisation d'un système PV-BAT-PàC

En utilisant le programme développé, il est intéressant d'observer le résultat de l'optimisation pour différents cas. Nous développons ici les résultats d'optimisation pour 4 cas d'études qui se différencient par leur type de consommation. Le premier cas présente une consommation plus importante durant la période hivernale alors que le deuxième cas présente au contraire une consommation plus importante durant la période estivale. Dans les deux cas, la consommation moyenne est la même : 150 W. Cela représente une consommation annuelle de 1,314 MWh. De plus, les données météo et les coûts des différents éléments sont les mêmes que ceux utilisés dans les parties précédentes (voir section 2.6).

Cas d'une consommation majoritairement estivale

Le profil de consommation utilisé est présenté à la figure 2.45

Durant l'hiver, la consommation de la charge est de 100 W. Puis, pendant les 6 mois estivaux (du 21 mars au 21 septembre), la consommation est doublée.

La configuration optimale serait composée de :

- un PV de 1,5 kW incliné à 57°
- une batterie de 15,6 kWh, avec une durée de vie de 8,4 ans
- une PàC de 93 W activée lorsque SOC_{BAT} atteint 33 % et désactivée lorsque SOC_{BAT} arrive à 35 %

Dans ces conditions, la consommation d'hydrogène serait de 85 kWh par an, soit un volume de 0,12 m³ compressé à 200 bar. La PàC serait démarrée 15 fois

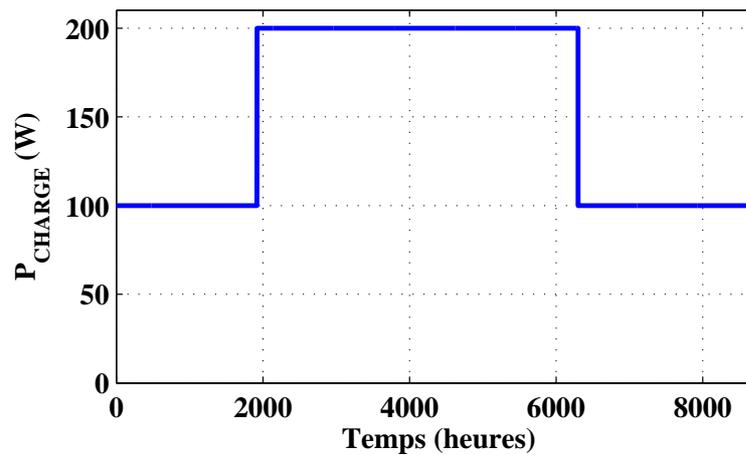


FIGURE 2.45 – Profil de consommation estivale

par an pour une durée d'activation de 369 heures ; sa durée de vie serait ainsi de 8,3 ans.

La puissance de la PàC est relativement faible et elle ne permet que d'alimenter partiellement la charge. Elle intervient ainsi en complément de la puissance générée par le PV durant les périodes critiques et permet de réduire la puissance délivrée par la batterie. Les niveaux de charge qui entraînent le démarrage et l'arrêt de la PàC sont très proches avec seulement 2 % d'écart. Cela permet de solliciter la PàC moins longtemps et également de diminuer la consommation d'hydrogène.

Le coût total du système optimisé sur 25 ans est de 10 367 EUR. Avec la consommation énergétique, cela amène à un coût de l'énergie autour de 0,32 EUR/kWh. La répartition du coût de chacun des éléments est donné figure 2.46 :

- PV : 6047 EUR
- Batterie : 3278 EUR
- PàC : 742 EUR
- Hydrogène : 300 EUR

Le générateur photovoltaïque apparaît comme l'élément le plus coûteux en représentant plus de la moitié du coût du système.

Cas d'une consommation majoritairement hivernale

Le profil de consommation utilisé est présenté à la figure 2.47

A l'inverse de la consommation estivale, la consommation est de 100 W durant

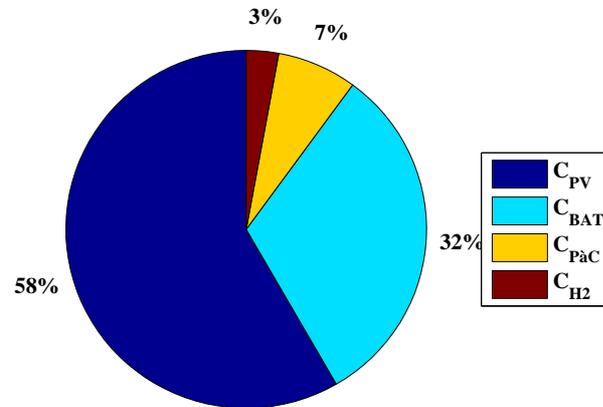


FIGURE 2.46 – Répartition des coûts pour une consommation estivale avec PaC

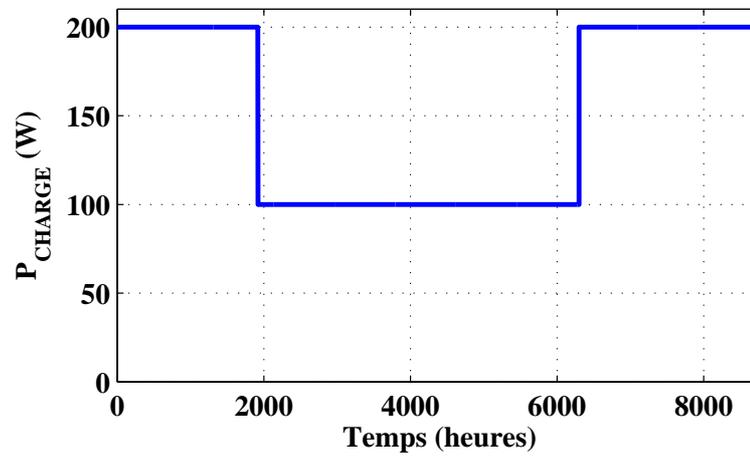


FIGURE 2.47 – Profil de consommation hivernale

l'été puis de 200 W l'hiver.

Dans ces conditions, la configuration optimale serait composée de :

- un PV de 2,15 kW incliné à 71°
- une batterie de 14,8 kWh, avec une durée de vie de 8,4 ans
- une PàC de 178 W activée lorsque SOC_{BAT} atteint 21 % et désactivée lorsque SOC_{BAT} arrive à 24 %

Dans ces conditions, la consommation d'hydrogène serait de 444 kWh par an, soit un volume de $0,63 \text{ m}^3$ comprimé à 200 bar. La PàC serait démarrée 44 fois par an pour une durée d'activation de 1000 heures ; sa durée de vie serait ainsi de 5 ans.

Le coût total du système optimisé sur 25 ans est de 16 782 EUR. Avec la consommation énergétique, cela amène à un coût de l'énergie autour de 0,51 EUR/kWh. La répartition du coût de chacun des éléments est donné figure 2.48 :

- PV : 8552 EUR
- Batterie : 3115 EUR
- PàC : 3558 EUR
- Hydrogène : 1557 EUR

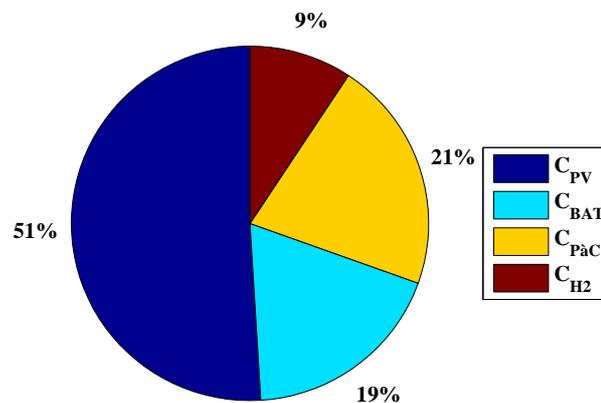


FIGURE 2.48 – Répartition des coûts pour une consommation hivernale avec PàC

Comparaison du dimensionnement optimal pour les des deux types de consommation

Le dimensionnement optimal est très différent selon le type de consommation. En effet, lorsque la consommation est majoritairement hivernale, le générateur PV doit être beaucoup plus puissant de manière à produire plus lors de la période hivernale avec un ensoleillement relativement faible. De plus, toujours de manière à favoriser une production hivernale, le panneau est plus incliné que dans le cas d'une consommation estivale (voir section 2.6.1). La puissance de la PàC est également plus élevée et elle est beaucoup plus utilisée : dans le cas de la consommation estivale la PàC sera activée seulement 4 % du temps contre 11 % dans le cas de la consommation hivernale. En revanche, la capacité de la batterie est similaire dans les deux cas. Ce phénomène qui peut sembler étrange peut trouver une explication d'un point de vue économique. En effet, une augmentation de la capacité de la batterie permettrait peut-être de stocker un peu plus d'énergie reçue notamment durant l'été. Cependant, le surcoût engendré ne se justifie pas car, avec les hypothèses de coûts retenues, l'utilisation de la PàC durant les périodes critiques est plus intéressante. Cette explication se confirme également lorsque l'on se réfère aux résultats obtenus dans le cas de systèmes n'utilisant pas de PàC, la capacité de la batterie doit être beaucoup plus importante (voir section 2.9.2).

D'un point de vue économique, le générateur photovoltaïque apparaît comme l'élément le plus coûteux en représentant plus de la moitié du coût du système quel que soit le type de consommation. Cela peut se comprendre, car le PV reste le générateur principal du système. En revanche, le coût relatif des autres éléments est très différent. La batterie qui représente 32 % du coût total dans le cas d'une consommation estivale ne représente plus que 19 % dans l'autre cas. Cette différence vient principalement du fait que la PàC est beaucoup moins utilisée dans un système où la consommation est principalement estivale. Le nombre de remplacement de cet élément ainsi que la quantité d'hydrogène consommé est donc moindre. Ainsi, le coût de l'ensemble PàC et hydrogène représente 10 % en consommation estivale contre 30 % en consommation hivernale. La PàC semble donc avoir un intérêt accru lorsque la consommation est plus élevée lors des périodes de faible ensoleillement.

Enfin, d'une manière générale, lorsque la consommation s'effectue majoritai-

rement en hiver, le coût du système est augmenté de 60 % par rapport à l'autre cas. Le coût de l'énergie est alors beaucoup plus cher. Cependant, il est plus courant de rencontrer le cas où la charge électrique est plus importante en hiver. On peut notamment citer le cas des systèmes d'éclairage qui seront naturellement plus utilisés en hiver qu'en été.

2.9.2 Optimisation de systèmes sans PàC

Les optimisations des systèmes présentées dans la section précédente ont toutes les deux montré que la PàC intervenait dans le dimensionnement optimal. Si cet élément n'était pas nécessaire, sa puissance aurait en effet convergé vers zéro. Cependant, quel aurait été le dimensionnement optimal et le coût énergétique d'un système n'utilisant pas de PàC ? Cette section répond à cette question.

Cas d'une consommation majoritairement estivale

Avec les mêmes hypothèses que celles prises dans la section dans la section 2.9.1, le dimensionnement optimal d'un système composé uniquement d'un générateur photovoltaïque et de batteries serait composé de :

- un PV de 2 kW incliné à 70°
- une batterie de 27,5 kWh, avec une durée de vie de 9 ans

En comparaison avec un système utilisant une PàC, le PV doit avoir une puissance majorée de 30 % et la capacité de la batterie doit être quasiment doublée. Cette grande capacité de batterie est, dans ce cas, nécessaire pour stocker en partie l'énergie reçue l'été afin de l'utiliser l'hiver. En effet, même si ici la consommation est plus élevée en été, la période critique reste l'hiver, comme le montre l'évolution du niveau de charge de la batterie dans ce cas, figure 2.49. Un autre élément montre cet effet : l'angle de l'inclinaison du générateur photovoltaïque. Il est en effet plus élevé que dans un système avec PàC ce qui permet de privilégier une production photovoltaïque hivernale. De plus, la grande capacité de batterie permet de limiter le nombre de décharges profondes et ainsi d'augmenter la durée de vie du système.

Le coût total du système optimisé sur 25 ans est de 13 587 EUR. Avec la consommation énergétique, cela amène à un coût de l'énergie autour de 0,414 EUR/kWh. La répartition du coût de chacun des éléments est donné figure 2.48 :

- PV : 7817 EUR

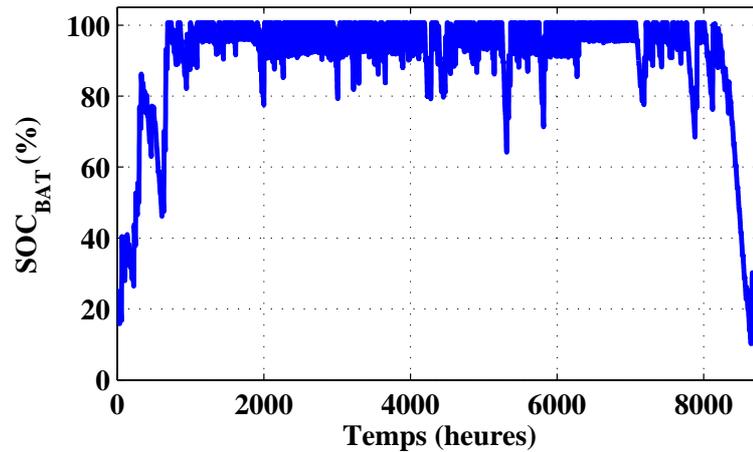


FIGURE 2.49 – Evolution du niveau de charge de la batterie lorsque la consommation est accrue en été

– Batterie : 5770 EUR

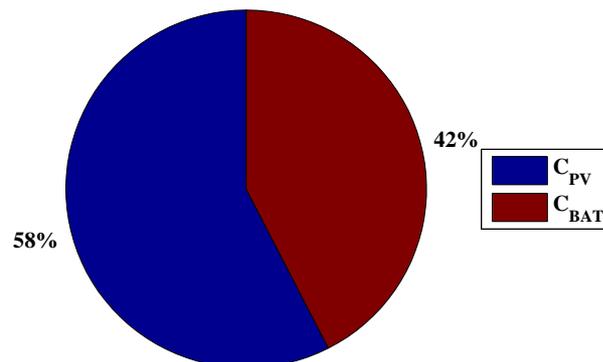


FIGURE 2.50 – Répartition des coûts pour une consommation estivale sans PàC

Dans cette répartition il est intéressant de noter que le coût du PV représente la même part que dans un système couplant une PàC.

Cas d'une consommation majoritairement hivernale

Avec les mêmes hypothèses que celles prises dans la section dans la section 2.9.1, le dimensionnement optimal d'un système composé uniquement d'un générateur

photovoltaïque et de batteries serait composé de :

- un PV de 3,9 kW incliné à 70°
- une batterie de 55,1 kWh, avec une durée de vie de 9 ans

Sans PàC, la puissance du générateur photovoltaïque doit être doublée et la capacité de la batterie est quasiment quadruplée. Cela permet de répondre à la consommation élevée lors des périodes de faible ensoleillement.

Le coût total du système optimisé sur 25 ans est de 27 173 EUR. Avec la consommation énergétique, cela amène à un coût de l'énergie autour de 0,827 EUR/kWh.

La répartition du coût de chacun des éléments est donné figure 2.48 :

- PV : 15 582 EUR
- Batterie : 11 590 EUR

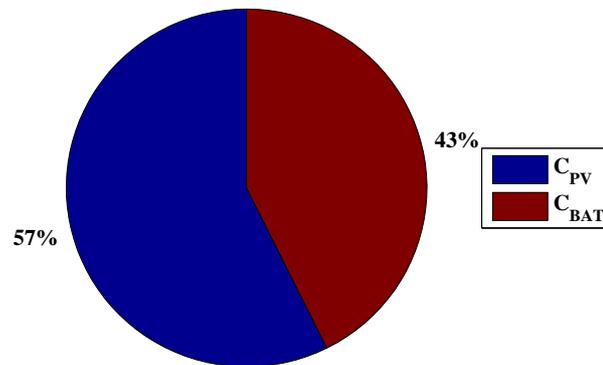


FIGURE 2.51 – Répartition des coûts pour une consommation hivernale sans PàC

Cette répartition des coûts est quasiment la même que dans le cas de la consommation estivale. Il y a donc l'existence d'un ratio idéal entre la puissance de la PàC et la capacité de la batterie.

2.9.3 Intérêt des PàC pour les systèmes stationnaires

Le tableau 2.6 résume les valeurs des paramètres des quatre systèmes dimensionnés de façon optimale.

Si l'on compare le coût de l'énergie consommée dans chacune des configurations (voir tableau 2.7), on s'aperçoit que l'utilisation d'une pile à combustible permet

Variable	Unité	Ete ac PàC	Hiver ac PàC	Ete ss PàC	Hiver ss PàC
σ	°	57,4786	70,9963	70,1363	70,4738
P_{PV}	W	1511,77	2138,02	1954,34	3895,57
Q_{BAT}	Wh	15611,7	14832,6	27476,4	55192,8
$P_{PàC_n}$	W	92,7734	177,917	-	-
$SOC_{BAT\ B}$	%	33	21	-	-
$SOC_{BAT\ H}$	%	35	24	-	-
Q_{H2}	kWh	85,5835	444,792	-	-
C_{total}	EUR	10367,3	16782	13587,4	27172,8

TABLE 2.6 – Dimensionnement optimal pour les quatre cas étudiés

de diminuer le coût de l'énergie. Le gain obtenu est plus important dans le cas d'une consommation hivernale ; le coût est ainsi diminué de 38 % contre 24 % si la consommation est estivale.

	Avec PàC	Sans PàC
Consommation estivale	0,316 EUR/kWh	0,414 EUR/kWh
Consommation hivernale	0,511 EUR/kWh	0,827 EUR/kWh

TABLE 2.7 – Coût de l'énergie produite pour les quatre cas étudiés

Ce résultat montre l'intérêt d'utiliser une PàC dans des alimentations électriques autonomes stationnaires et cela peut surprendre. En effet, les PàC utilisées dans les systèmes embarqués restent chères et ne sont pas encore économiquement viables. Cependant, si elles sont utilisées et dimensionnées de manière adéquate elles peuvent, dans un système stationnaire, diminuer le coût total du système en permettant une forte diminution de la puissance du PV et de la capacité des batteries.

Ces résultats d'optimisation montrent également qu'une consommation hivernale entraîne également un surcoût très important dans ce genre de système. Ce surcoût est de 100 % pour un système sans PàC contre de 62 % dans un système avec PàC.

Cas où la PàC n'est pas utile

Cependant, la PàC n'est pas forcément utile pour tous les systèmes stationnaires. En effet, la démonstration de son intérêt a été établie pour un site avec une latitude de 46° . L'ensoleillement varie donc de manière importante en fonction des saisons. Cependant, si la latitude est proche de zéro, les variations saisonnières d'ensoleillement sont beaucoup plus faibles. Dans ce cas, il n'y a donc pas de périodes dites critiques et l'utilisation d'une PàC n'a pas d'intérêt.

2.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons tout d'abord expliqué les objectifs d'un dimensionnement optimal de systèmes hybrides stationnaires à travers l'étude d'un cas concret. Un dimensionnement optimal peut se résumer de la manière suivante : obtenir un système capable d'assurer la fourniture permanente d'énergie électrique avec un coût minimum.

Pour répondre à cette question, nous avons proposé une modélisation énergétique du système étudié de manière à évaluer le comportement du système et les contraintes subies par les éléments. Le modèle permet notamment d'évaluer la durée de vie des batteries et de la PàC. Il prend également en compte certains paramètres souvent ignorés, comme l'orientation du panneau. À partir des résultats de simulation du modèle, il est ensuite possible d'estimer le coût du système à travers une fonction que nous avons également définie. L'étude de l'association du modèle de simulation et de la fonction de coût montre qu'il est possible d'optimiser la conception du système pour répondre aux objectifs d'un dimensionnement optimal. C'est ainsi qu'un algorithme génétique a été développé pour le dimensionnement optimal du système.

Les concepts développés (modèle, fonction de coût et algorithme d'optimisation) ont donné lieu à la création d'un programme permettant de simuler et d'optimiser un système hybride composé de PV, de batteries et d'une PàC. Finalement, en utilisant ce programme, l'intérêt économique de coupler une PàC à un système PV a été montré. En effet, la comparaison d'un système utilisant une PàC et d'un système sans PàC montre clairement cet intérêt.

Même si les méthodes développées et les résultats obtenus sont satisfaisants et

permettent déjà de répondre à la problématique du dimensionnement, des voies d'amélioration sont encore possibles. Tout d'abord, une étude technico-économique devrait permettre d'évaluer les coûts de fonctionnement et de maintenance qui n'ont pas été pris en compte dans les études réalisées. Cela permettrait d'affiner la prédiction du coût de l'énergie produite. Certains points de la modélisation pourraient encore être améliorés notamment sur le modèle de la batterie afin de prendre en compte un rendement variable en fonction du niveau de charge. L'interface utilisateur du programme développé pourrait également être grandement améliorée avec l'aide d'informaticiens, plus aptes à traiter cette problématique.

Comme perspective, d'autres systèmes pourraient être modélisés. On pourrait, par exemple, imaginer des systèmes incluant un générateur éolien ou encore un électrolyseur afin de produire de l'hydrogène directement sur le site de l'installation. D'autres méthodes d'optimisation pourraient également être envisagées, notamment la méthode PSO (pour « Particle Swarm Optimization ») qui semble encore plus performante que les algorithmes génétiques. Enfin, l'intégration d'un système de co-génération pour la PàC pourrait être très intéressante à envisager. Il serait alors possible d'étendre le modèle à la prise en compte, non plus seulement de la consommation électrique, mais également de la consommation thermique des utilisateurs. Cette approche serait innovante car les deux consommations sont jusqu'ici totalement dissociées.

Chapitre 3

Gestion distribuée de l'énergie

3.1 Présentation du système

Comme dans le chapitre 2, l'étude est ici basée sur un cas concret afin d'illustrer et d'appliquer directement les concepts développés.

3.1.1 Architecture électrique

Le système sur lequel la gestion d'énergie par système multi-agents (SMA) a été appliquée est schématisé sur la 3.1.

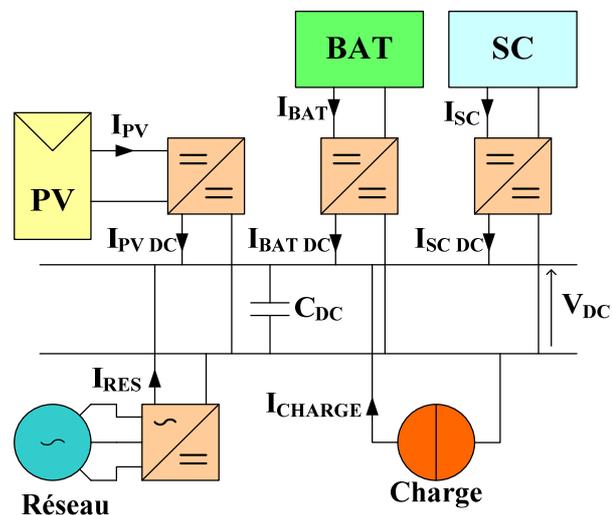


FIGURE 3.1 – Architecture électrique du système étudié

Le système se compose de deux sources :

- un générateur photovoltaïque (PV) de 1 kW (10 m²) sous une tension de 65 V (au point de puissance maximum),
- le réseau avec une tension simple de 30 V.

Le système peut également stocker de l'énergie à l'aide de deux éléments :

- un banc de batteries au plomb d'une capacité de 200 Ah sous 48 V,
- un pack de super-condensateurs (SC) d'une capacité de 14,5 F sous une tension nominale de 60 V.

Les batteries permettent un stockage de l'énergie sur une durée relativement longue, de l'ordre de plusieurs jours, voire plusieurs semaines. Les super-condensateurs permettent ici d'absorber les variations rapides de courant afin de diminuer les contraintes sur les batteries [18].

Tous les éléments sont connectés à un bus DC (Direct Current, courant continu) d'une tension nominale de 100 V. Il est important de souligner que dans ce système aucun élément n'impose la tension alors que dans la plupart des systèmes de faible tension, la tension du bus est souvent imposée par une batterie directement reliée au bus. Ce bus est associé d'un condensateur qui permet de filtrer les fluctuations de puissance provenant des convertisseurs.

La figure 3.2 présente un schéma plus détaillé faisant apparaître la structure des convertisseurs statiques utilisés.

Le convertisseur relié aux PV est un convertisseur boost qui permet d'élever la tension des panneaux solaires qui est au maximum de 88 V à la tension du bus DC. Ce convertisseur permet également d'obtenir le maximum de puissance du panneau grâce à l'utilisation d'un algorithme MPPT ("Maximum Power Point Tracking").

La batterie est reliée au bus à travers un convertisseur réversible en courant. Ce convertisseur permet de contrôler l'intensité du courant délivré ou consommé par la batterie tout en assurant une adaptation de la tension entre la batterie (48 V en tension nominale) et le bus DC. Pour les mêmes raisons, le convertisseurs reliant les SC au bus DC est également réversible en courant. La principale différence est la variation de tension du côté des SC qui évolue entre 30 et 60 V selon le niveau de charge des SC.

Le dernier convertisseur considéré est un onduleur triphasé qui interface le réseau et le bus DC. Il permet ainsi de prélever de l'énergie sur le réseau ou d'en

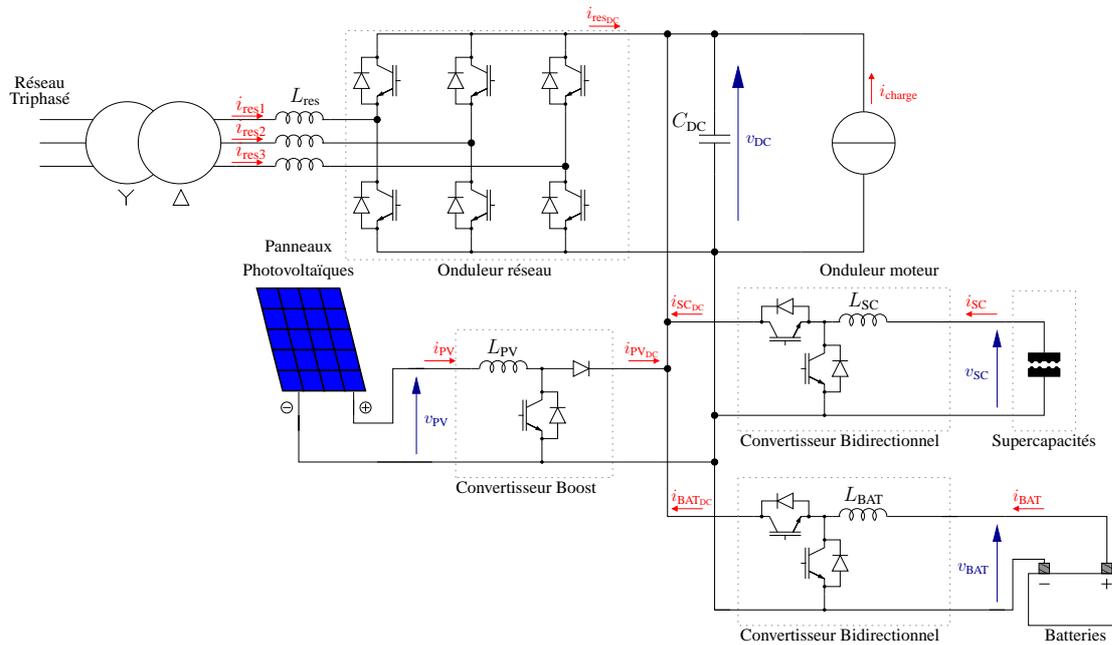


FIGURE 3.2 – Schéma électrique détaillé du système

injecter lorsque, par exemple, la production photovoltaïque est plus importante que la consommation de la charge.

Enfin, la charge est composée de résistances directement reliées au bus DC.

3.1.2 Architecture de contrôle

La puissance délivrée ou consommée par chacun des éléments doit pouvoir être contrôlée afin de mettre en place une gestion d'énergie. La tension du bus étant constante, si l'on contrôle le courant délivré par chaque élément sur le bus, on contrôle également la puissance de chacun. Le système de gestion d'énergie va donc chercher à contrôler chacun des convertisseurs connectés au bus DC.

Ce contrôle peut être réalisé par un régulateur proportionnel-intégral (PI) classique. Deux options sont alors possibles pour la référence de courant :

- soit la référence provient d'une boucle de régulation de tension,
- soit elle provient d'un système de gestion d'énergie.

Dans l'architecture proposée, nous postulons que chaque convertisseur reliant un élément au bus DC peut être contrôlé soit en tension soit en courant. Cette sé-

lection de mode de contrôle s'effectue symboliquement par un interrupteur comme le montre la figure 3.3. Tout comme la référence I_{ref} , le choix du mode de contrôle revient au système de gestion d'énergie.

De cette manière, différents éléments peuvent contrôler la tension du bus. Ainsi, même si l'élément qui régule la tension tombe en panne, un autre élément peut le remplacer.

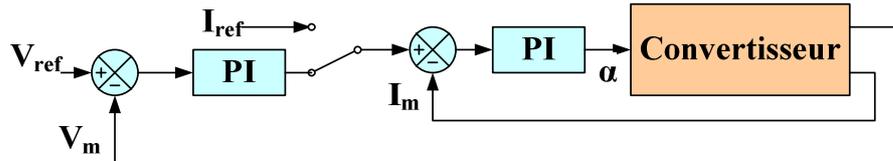


FIGURE 3.3 – Architecture de contrôle des convertisseurs

Dans le cas d'étude présenté, notons que deux éléments ne sont pas entièrement contrôlables. En effet, nous supposons que la charge ne peut pas être contrôlée et qu'elle intervient sur le système comme une perturbation. Le générateur photovoltaïque ne peut pas non plus être commandé complètement. Il ne peut délivrer que la puissance maximum disponible selon l'ensoleillement auquel il est soumis. Néanmoins, dans certains cas particuliers, il peut être désactivé de manière à ne plus apporter d'énergie au système. Ce cas peut se produire, par exemple, lorsque tous les systèmes de stockage sont pleins et que le réseau n'est pas disponible.

3.1.3 Quelle gestion d'énergie pour ce système ?

Après avoir introduit la structure du système de contrôle, nous voyons déjà que le système de gestion d'énergie devra fournir au moins deux informations aux contrôleurs des convertisseurs : le mode de régulation (tension ou courant) et, le cas échéant, la référence de courant.

Limites d'une gestion d'énergie classique

Avant de développer l'approche proposée, il est intéressant de résumer rapidement le fonctionnement des systèmes de gestion d'énergie classiques et d'en souligner les limites. Les systèmes classiques, basés sur une approche top-down, peuvent se résumer sur la figure 3.4.

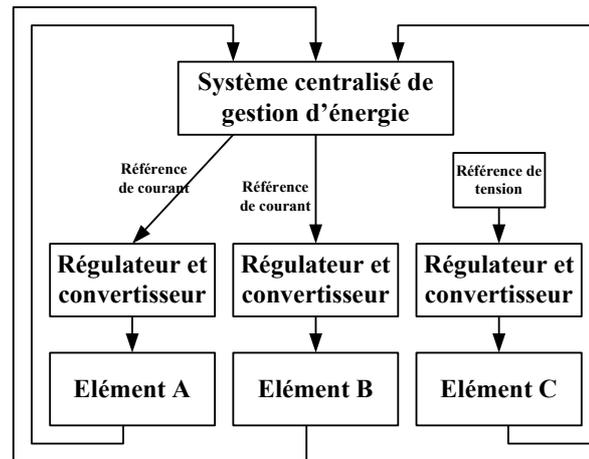


FIGURE 3.4 – Système de gestion classique

Le système centralisé reçoit les informations sur l'état des éléments (état de charge (SOC), disponibilité, etc.). En fonction de ces informations, le système donne ensuite des références de courant aux contrôleurs de façon à gérer l'énergie selon les plans et les scénarios qui ont été prévus par le concepteur. Il faut remarquer qu'un seul élément est chargé de contrôler la tension du bus DC. Dans le cas d'étude que nous avons proposé sur la figure 3.1, il est intéressant de noter que, dans la majorité des cas, le réseau est choisi pour réguler la tension. Cependant, si l'élément réseau vient à être défaillant, l'ensemble du système ne peut plus fonctionner puisque la tension du bus DC n'est plus maintenue constante. C'est là un des défauts majeurs de cette solution. De la même manière, il est intéressant de noter que si le contrôleur central vient à être en défaut, l'ensemble du système ne peut fonctionner.

Enfin, la difficulté de conception ainsi que le manque d'ouverture du système peuvent également être ajoutés aux défauts des solutions classiques centralisées. En effet, la conception peut s'avérer très difficile à mettre en place. La plupart du temps, une longue série de règles doit être dressée exhaustivement de manière à obtenir une réponse pour tous les états du système. Si un cas est omis, le système est incapable de réagir convenablement. Le domaine du « soft computing » a également apporté son lot de solutions avec les réseaux neuronaux et la logique floue [1, 34, 46, 33]. Cependant, l'ingéniosité de telles solutions est à la hauteur de leur difficulté d'implantation dans un contrôleur. De plus, ces solutions restent

non-ouvertes, c'est-à-dire qu'elles ne permettent pas d'intégrer facilement de nouveaux éléments dans le système. Si, par exemple, un nouveau système de stockage d'énergie est inséré dans le système, le système de gestion centralisé doit être entièrement reprogrammé et de nouvelles règles doivent être écrites par le concepteur, toujours avec le souci d'exhaustivité.

L'idée d'une gestion distribuée de l'énergie

Au vue des nombreux désavantages des systèmes de gestion d'énergie centralisés, il convient de proposer une solution qui présente :

- une tolérance aux pannes d'un ou plusieurs éléments, pour plus de fiabilité,
- une distribution du contrôle afin d'éviter une panne générale à cause de la défaillance d'un seul programme,
- des facilités de conception pour le concepteur du système,
- une ouverture et une adaptabilité du système pour pouvoir accepter facilement de nouveaux éléments.

Ces différents objectifs peuvent être atteints, au moins en partie, grâce à l'utilisation de la technique des systèmes multi-agents que nous proposons et détaillons dans la prochaine section de ce chapitre.

3.2 Gestion d'énergie par SMA

Avant d'expliquer en détail la solution de gestion proposée, il est important d'expliquer quelques points essentiels des systèmes multi-agents (SMA), cette technique étant très peu connue dans le domaine du génie électrique. En effet, vue du génie électrique, l'utilisation des SMA présente certaines difficultés dont notamment : le choix très large de méthodologies de conception, la diversité de structures d'agents et les différentes stratégies d'implantation programmée [56, 55, 57].

3.2.1 Agent et SMA

La théorie des systèmes multi-agents est un domaine qui est né de l'intelligence artificielle distribuée (IAD) dans les années 70 et 80. Maintenant que les SMA représentent le courant majeur de recherche en IAD, les deux domaines sont souvent confondus. Malgré le grand nombre de travaux sur les SMA, il n'existe toujours

pas de définition précise de ce qu'est un agent [32, 59]. Néanmoins, on peut tout de même dégager une définition commune minimale [27, 80]. Un agent est une entité physique ou virtuelle :

- qui est capable d'agir dans un environnement,
- qui peut communiquer directement avec d'autres agents,
- qui est mue par un ensemble de tendances (sous la forme d'objectifs individuels ou d'une fonction de satisfaction, voire de survie, qu'elle cherche à optimiser),
- qui possède des ressources propres,
- qui est capable de percevoir (mais de manière limitée) son environnement,
- qui ne dispose que d'une représentation partielle de cet environnement (et éventuellement aucune),
- qui possède des compétences et offre des services,
- dont le comportement tend à satisfaire ses objectifs, en tenant compte des ressources et des compétences dont elle dispose, et en fonction de sa perception, de ses représentations et des communications qu'elle reçoit.

Toujours d'après [27, 80], on appelle un SMA, un système composé des éléments suivants :

- un environnement E , c'est-à-dire un espace disposant généralement d'une métrique,
- un ensemble d'objets O . Ces objets sont situés, c'est-à-dire que, pour tout objet, il est possible, à un moment donné, d'associer une position dans E ,
- un ensemble A d'agents, qui sont des objets particuliers, lesquels représentent les entités actives du système,
- un ensemble de relations R qui unissent des agents entre eux,
- un ensemble d'opérations Op permettant aux agents de A de percevoir, produire, consommer, transformer et manipuler des objets de O .

Par sa nature, la technique des SMA rend possible la réalisation de systèmes extensibles, souples et distribués. Ainsi, les SMA semblent déjà pouvoir répondre à une grande partie des problèmes de la gestion d'énergie.

3.2.2 Un SMA pour la gestion d'énergie

Les méthodologies de conception des systèmes multi-agents sont nombreuses et variées. Nous présentons donc ici une méthode possible qui convient à la problématique d'alimentations électriques hybrides de petite taille. Bien entendu, d'autres méthodes plus complexes peuvent être envisagées. Cependant, cette méthode a le mérite d'être relativement simple à comprendre pour les néophytes en matière de SMA, tout en montrant une application concrète au problème de gestion d'énergie. Il est également important de noter que cette technique est une des rares qui ait été expérimentée et validée sur un système réel.

Rôle des agents

Lors de la conception, il convient d'abord de définir les rôles qu'auront les agents. À partir de l'architecture de commande proposée (voir section 3.1.2), il est apparu que les contrôleurs des convertisseurs nécessitent deux entrées pour fonctionner :

- le mode de commande : tension ou courant
- la référence de courant ou de tension

C'est pourquoi, chaque agent est associé à un contrôleur à qui il délivre ces deux informations (voir figure 3.5). L'agent fixe lui-même ces deux informations selon son comportement propre. Le comportement de l'agent peut évoluer selon ce que l'agent connaît du reste du système, via sa communication avec d'autres agents, mais cette connaissance n'est pas une nécessité. Ainsi, même si d'autres éléments sont en défaut, l'agent reste autonome. Ceci est une première réponse à la problématique de tolérance aux pannes.

Structure du SMA

La structure complète de commande par SMA est représentée à la figure 3.6. Chaque agent contrôle un élément. Dans le cas de la charge, l'agent est plutôt un observateur. En effet, le contrôle de la charge dépend des besoins de l'utilisateur et ne nécessite aucun contrôle de la part du système de gestion des sources d'énergie. L'agent « charge » permet donc d'informer les autres éléments sur la quantité de puissance consommée.

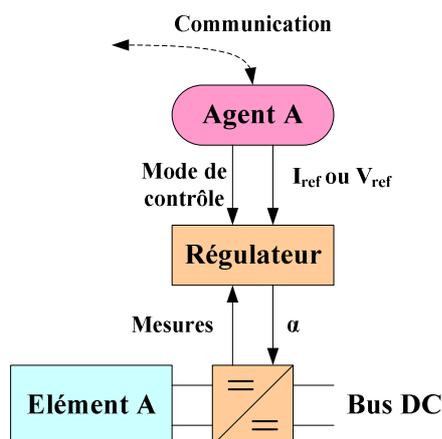


FIGURE 3.5 – Un agent (l'agent « A ») intégré dans le système

Afin d'assurer le dialogue entre les agents, un bus de communication est présent. À la manière d'un réseau informatique, si un élément est déconnecté de ce réseau, il n'empêche pas les autres de fonctionner normalement. De plus, même si le bus de communication vient à être en défaut, les éléments peuvent continuer de fonctionner de manière autonome. Cependant, dans ce dernier cas aucune coordination n'est possible entre les agents.

Un jeton pour le contrôle de la tension

L'agent doit donc décider du mode de contrôle : régulation de tension ou régulation de courant. Cependant un seul élément à la fois doit réguler la tension. Pour éviter ce conflit, un jeton virtuel est inséré dans le système. L'agent qui détient ce jeton est en charge du contrôle de la tension du bus DC. Par la suite, l'agent peut donner ce jeton à un autre agent : il perd alors la main sur le contrôle de tension mais il se contrôle en courant. Le passage du jeton peut être dû à deux phénomènes :

- l'agent qui détient le jeton a demandé à un autre agent de le prendre et celui-ci a accepté,
- un autre agent lui a demandé le jeton et l'agent a accepté.

Le transfert du jeton pour le premier cas peut être illustré par la figure 3.7. La première question de l'agent SC (« Peux-tu prendre le jeton ? ») est déclenchée par le mécanisme interne de cet agent. Cette demande a pu être motivée par un

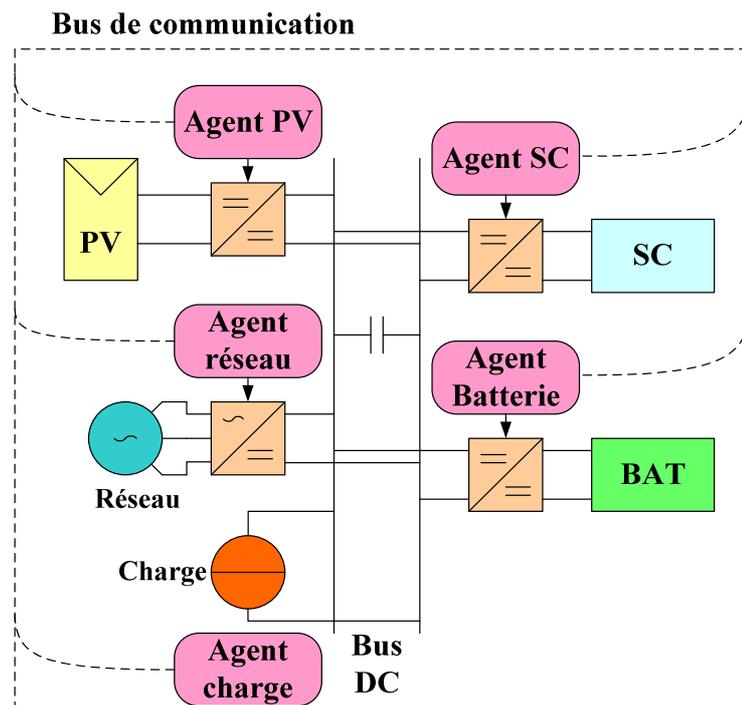


FIGURE 3.6 – Structure du système commandé par SMA. Pour une meilleure lisibilité de ce schéma, les contrôleurs présents entre les agents et les convertisseurs n'apparaissent pas.

niveau de charge insuffisant de la SC pour que cet élément assure le contrôle de la tension du bus DC. Dans le scénario présenté, l'agent batterie accepte le jeton. Cependant, cette acceptation relève également de l'état et du mécanisme interne de l'agent batterie. En cas de refus, l'agent SC peut très bien reporter sa demande vers un autre agent.

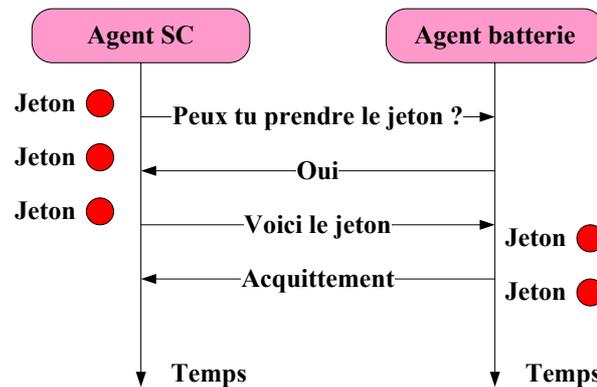


FIGURE 3.7 – Communication entre deux agents lors du passage de jeton

Les pages jaunes

Dans les premières études réalisées au cours de cette recherche, la conception du SMA supposait que le système était connu et figé. La conception des agents supposait donc que chaque agent connaissait l'ensemble du système et qu'en cas de changement, l'agent n'était pas réellement capable de s'adapter. En effet, un agent interrogeait dans un ordre prédéfini les autres agents, comme on peut le voir dans le diagramme d'états simplifié de l'agent SC figure 3.8.

Dans la conception proposée ici, le comportement des agents est établi en supposant que l'on ne connaît pas la structure du système. Cela permet de rendre plus générique chacun des agents. Ils sont ainsi capables de s'intégrer dans un système sans besoin de modifier leur comportement et leur code. Cette genericité est atteinte ici grâce à l'utilisation du principe dit des « pages jaunes ».

Comme leur nom l'indique, les pages jaunes constituent un répertoire contenant les adresses et les compétences de différents éléments. Appliquées à notre situation, les pages jaunes recensent l'ensemble des différents éléments présents sur le système et indiquent la capacité de chacun des éléments à prendre le jeton de contrôle de

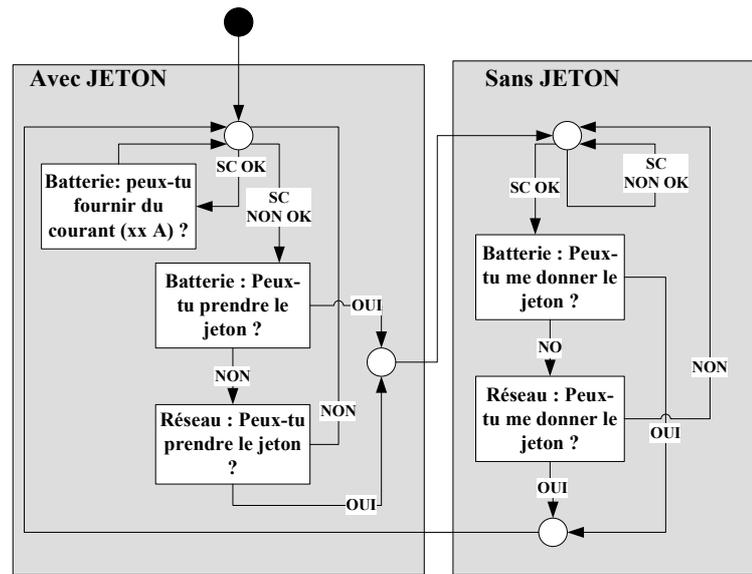


FIGURE 3.8 – Diagramme d'états simplifié de l'agent SC

tension. Ainsi, si un nouvel élément est inséré dans le système, il suffit de l'inscrire sur cet annuaire.

De cette manière, les agents n'ont pas besoin d'être développés en supposant une structure figée du système. Il suffit qu'ils consultent les pages jaunes pour connaître les caractéristiques des autres éléments connectés au système.

Le classement des éléments dans les pages jaunes est indiqué dans le tableau 3.1. L'adresse de plus faible valeur indique l'élément ayant la plus grande capacité à prendre le jeton de contrôle de tension et la plus élevée, celui ayant la moins grande capacité.

Adresse	Element
1	SC
2	Batterie
3	Réseau

TABLE 3.1 – Représentation des pages jaunes

Les SC ont été choisis comme étant les plus aptes à contrôler la tension car elles sont bien adaptées à des variations rapides de courant. Cela ne signifie pas qu'elles auront toujours le jeton mais que, si leur SOC le permet, elles prendront

ou accepteront le jeton. Le réseau a été classé comme le moins apte permettant ainsi de limiter son utilisation et donc l'énergie prélevée sur le réseau.

Si un nouvel élément est intégré dans le système, il suffit de vérifier son aptitude au maintien de la tension et de le classer dans ce répertoire. Les autres éléments pourront alors dialoguer avec lui sans avoir été reconfigurés, si ce n'est éventuellement par leur adresse.

Comportement des agents

Comme nous venons de l'expliquer, le comportement de chaque agent est développé individuellement. Seule la communication entre les agents assure la cohésion du système. Nous détaillons ici le comportement général de chaque agent.

L'agent SC Comme tous les agents pouvant contrôler la tension du bus DC, l'agent SC possède deux grands états :

- avec le jeton de contrôle de tension.
- sans le jeton de contrôle de tension

Lorsqu'il détient le jeton et que son niveau de charge est correct, il va demander aux éléments ayant une plus grande capacité à contrôler la tension s'ils veulent prendre le jeton. Il commencera par interroger l'élément ayant la plus grande capacité, donc une valeur d'adresse plus faible dans les pages jaunes. S'il n'y a pas d'élément ayant une plus grande capacité, il garde le jeton. En parallèle, il va également demander aux autres éléments de fournir ou absorber une partie du courant nécessaire au maintien de la tension sur le bus. Ce courant correspond donc à la somme des courants produits par les sources (par exemple le PV) et des courants consommés par les charges.

Lorsque le niveau de charge des SC devient critique (trop élevé ou trop bas), l'agent va chercher à donner le jeton en le proposant aux autres éléments. Il commencera à demander aux éléments ayant la plus faible adresse dans les pages jaunes, donc ceux ayant la meilleure capacité de contrôle, de le prendre.

Lorsqu'il n'a plus le jeton, plusieurs cas peuvent se présenter :

- si le niveau de charge des SC est trop faible : l'agent acceptera d'absorber du courant mais pas d'en fournir
- si le niveau de charge est trop haut : l'agent acceptera de fournir du courant mais pas d'en absorber

- si le niveau de charge est correct : l'agent accepte de donner ou fournir du courant dans la limite de ses capacités. Il peut également accepter de prendre le jeton s'il lui est proposé par un autre agent.

L'agent batterie L'agent batterie a un comportement quasiment identique à l'agent SC. La seule différence réside dans le fait que, si on demande à cet agent de fournir du courant, il va accepter de le fournir progressivement de manière à ne pas faire subir de variations rapides de courant à la batterie. Cela permet de ménager les batteries.

L'agent réseau L'agent réseau est également similaire aux deux précédents. Néanmoins, s'il ne détient pas le jeton, il refusera toujours de fournir ou d'absorber du courant. Cela permet ainsi de minimiser l'énergie prélevée sur le réseau.

L'agent PV L'agent PV assure deux tâches :

- informer les autres éléments sur la puissance produite par le PV
- désactiver la production photovoltaïque si la tension du bus DC n'est pas comprise entre 90 et 110 V.

L'agent charge L'agent charge a purement une action d'information. Il renseigne les autres éléments sur la puissance consommée par la charge.

Non réponse d'un élément Il faut remarquer que lorsqu'un agent en interroge un autre, s'il n'obtient pas de réponse pendant une certaine durée, il l'ignorera ce qui permet d'assurer une fiabilité du système. En effet, même si un agent est absent ou en défaut et ne répond pas à la requête, l'agent émetteur n'est pas bloqué.

3.3 Modèle de simulation

3.3.1 Le choix de Matlab-Simulink

Afin de simuler le système et de tester la validité de l'approche proposée, le logiciel Matlab-Simulink a été choisi. Souvent, des langages orientés objets (no-

tamment Java) sont préférés pour développer des SMA grâce au rapprochement que l'on peut faire entre objets et agents.

On peut notamment citer la plateforme JADE (Java Agent DEvelopment Framework) qui permet de développer des systèmes multi-agents en langage Java tout en respectant les prescriptions de l'organisme FIPA (Foundation for Intelligent Physical Agents) [29]. Cependant, ces langages et plateformes sont vraiment utiles dans le cas de systèmes très importants où les communications sont très évoluées et, jusqu'ici, la solution proposée ne nécessite pas un tel langage. En effet, il s'agit d'une première application concrète du principe des systèmes multi-agents à la gestion d'énergie d'un système multi-sources. De plus, ces solutions sont idéales pour des systèmes d'information et de communications mais difficilement utilisables pour des applications physiques.

Le comportement des agents a été modélisé par des diagrammes d'états tels que celui présenté à la figure 3.16 qui ont ensuite été codés en C. Au cours de cette thèse, nous avons utilisé, dans un premier développement de ce principe, la librairie de diagrammes d'états proposée par Simulink. Avec la librairie « Stateflow », il est en effet possible de coder graphiquement le comportement d'un agent en dessinant son diagramme d'états dans Simulink. Toutefois, nous avons par la suite préféré coder directement les agents en langage C en les implémentant dans la simulation à travers des « C S-function ».

Enfin, le système de gestion de contrôle d'énergie conçu, testé et validé en simulation pourra être rapidement utilisé sur un système réel grâce aux solutions de prototypage rapide que propose la société dSPACE (voir chapitre 4). Ce module compile directement le code Simulink et l'implémente dans un DSP (Digital Signal Processor).

3.3.2 Modélisation du système

Modélisation des éléments

Nous tenons à préciser que les éléments du système n'ont pas été modélisés de façon très fine, car cela n'est pas nécessaire pour valider le principe de gestion d'énergie. En effet, nous ne cherchons pas ici à optimiser le comportement précis d'un élément mais nous souhaitons valider le fait que l'approche distribuée permet de maintenir une tension constante sur le bus tout en utilisant le mieux possible

des éléments. Des développements futurs pourraient montrer qu'il est possible d'optimiser l'utilisation d'un élément en modifiant uniquement le comportement de l'agent associé à cet élément.

Modèle des SC Le modèle de la SC se base sur le schéma équivalent donné figure 3.9. La tension de la SC, v_{SC} , et son niveau de charge, SOC_{SC} , sont respectivement obtenus par les équations (3.1) et (3.2). $V_{SC\ n}$ représente la tension nominale de la SC.

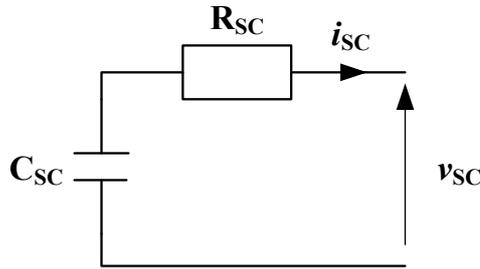


FIGURE 3.9 – Schéma équivalent des supercondensateurs

$$v_{SC}(t) = -R_{SC} \times i_{SC}(t) - \frac{1}{C_{SC}} \int i_{SC}(t) \cdot dt + v_{SC}(0) \quad (3.1)$$

$$SOC_{SC} = \frac{v_{SC}^2}{V_{SC\ n}^2} \quad (3.2)$$

Modèle de la batterie La tension de la batterie est supposée constante et son niveau de charge, SOC_{BAT} , est obtenu par l'équation (3.3). Ce modèle ne prend pas en compte les pertes engendrées par le stockage, mais pour tester le système de gestion d'énergie, un modèle plus évolué n'est pas nécessaire.

$$SOC_{BAT}(t) = \frac{\int i_{BAT}(t) dt}{Q_{BAT\ n}} + SOC_{BAT}(0) \quad (3.3)$$

Modèle du réseau Le réseau triphasé est modélisé sous la forme de 3 sources de tensions parfaitement sinusoïdales électriquement déphasées de 120° entre elles comme le montre les équations (3.4).

$$\begin{aligned}
v_{1N}(t) &= V_{resMAX} \sin(\omega \times t) \\
v_{2N}(t) &= V_{resMAX} \sin\left(\omega \times t - \frac{2\pi}{3}\right) \\
v_{3N}(t) &= V_{resMAX} \sin\left(\omega \times t + \frac{2\pi}{3}\right)
\end{aligned} \tag{3.4}$$

Modèle du bus DC Le bus DC étant constitué uniquement d'un condensateur (C_{DC}), l'expression de la tension du bus est donnée par l'intégration de la somme des différents courants fournis (ou absorbés) par les éléments connectés sur le bus comme le montre l'équation (3.5)

$$v_{DC}(t) = \frac{1}{C_{DC}} \cdot \int (i_{BAT_{DC}} + i_{SC_{DC}} + i_{res_{DC}} + i_{PV_{DC}} + i_{CHARGE}) dt \tag{3.5}$$

Modèle du PV

Modèle simple Le PV a été modélisé de deux manières selon le but de la simulation réalisée. Lorsque le but est de valider la gestion d'énergie dans son ensemble, nous avons modélisé l'ensemble PV-convertisseur comme une source de courant directement reliée au bus DC. Le courant généré évolue selon un scénario choisi pour le test.

Modèle évolué En revanche, pour tester l'algorithme MPPT proposé, un modèle plus fin a été utilisé. Ce modèle a été développé par [63] et il présente la particularité de prendre directement en compte les paramètres fournis par le fabricant du panneau solaire comme par exemple la tension de circuit ouvert ou encore le courant de court-circuit et également l'influence de la température. Ce modèle est basé sur l'équation (3.6) [64].

$$v_{PV} = (\gamma\alpha + 1 - \gamma) (V_{PV_{max}} + \tau_v) \left(\ln \left(\frac{-i_{PV} + \alpha I_{PV_{max}} + \alpha \tau_i}{\alpha (I_{PV_{max}} + \tau_i)} \right) b + 1 \right) \tag{3.6}$$

Les différents éléments contenus dans l'équation (3.6) sont détaillés dans les équations suivantes (3.7) à (3.12). Dans ces équations :

- T représente la température du panneau,
- T_n représente la température nominale du panneau (généralement 25°),
- E représente l'ensoleillement reçu par le panneau,
- E_n représente l'ensoleillement nominal du panneau (généralement 1000 W/m^2),
- $V_{PV_{\max}}$, la tension en circuit ouvert du panneau lorsque $E = E_n$ et $T = T_n$,
- $V_{PV_{\min}}$, la tension en circuit ouvert du panneau lorsque $E = 0,2 \times E_n$ et $T = T_n$,
- $I_{PV_{cc}}$, le courant de court-circuit du panneau lorsque $E = E_n$ et $T = T_n$,
- V_b correspond à la tension du panneau lorsque $i_{PV} = 0,6321 \times I_{PV_{cc}}$ avec $E = E_n$ et $T = T_n$,
- TC_i et TC_v représentent respectivement les coefficients de température du panneau en tension et en courant exprimé en $A/^\circ\text{C}$ et en $V/^\circ\text{C}$.

$$\alpha = \frac{E}{E_n} \quad (3.7)$$

$$\tau_i = TC_i \times (T - T_n) \quad (3.8)$$

$$\tau_v = TC_v \times (T - T_n) \quad (3.9)$$

$$\gamma = 1 - \frac{V_{PV_{\min}}}{V_{PV_{\max}} + \tau_v} \quad (3.10)$$

$$b = 1 - \frac{V_b}{(\gamma\alpha + 1 - \gamma)V_{PV_{\max}}} \quad (3.11)$$

$$I_{PV_{\max}} = \frac{I_{PV_{cc}}}{1 - \exp\left(-\frac{1}{b}\right)} \quad (3.12)$$

Modèle de la charge La charge est modélisée par une source de courant évoluant selon un profil dépendant également du scénario choisi (voir section 3.4).

Modélisation des convertisseurs

La modélisation des convertisseurs est basée sur des modèles moyens. Un modèle moyen permet de calculer la moyenne par période des formes d'ondes et,

contrairement à un modèle discret, il ne prend pas en compte l'évolution des signaux durant la période [28].

Les principaux avantages des modèles moyens sont :

- la rapidité de développement,
- la diminution du temps de simulation : le pas de calcul peut bien souvent être divisé par un facteur 10,
- une précision suffisante pour développer et tester les lois de commande. En effet, les correcteurs utilisés supposent, en général, un comportement moyen autour d'un point de fonctionnement.

En revanche, les modèles moyens utilisés font l'hypothèse que les convertisseurs fonctionnent toujours en mode de conduction continue. Cela n'est pas toujours le cas, notamment lorsque le courant débité par le convertisseur est assez faible.

Convertisseur réversible en courant Deux convertisseurs réversibles en courant sont utilisés pour les SC et les batteries. Le schéma de principe de ce type de convertisseur est donné à la figure 3.10. R_L représente la résistance parasite de l'inductance de filtrage du convertisseur, notée L . L'indice B est utilisé pour le côté où la tension est la plus basse et l'indice H pour le côté où la tension est la plus haute. Enfin, le rapport cyclique est noté α .

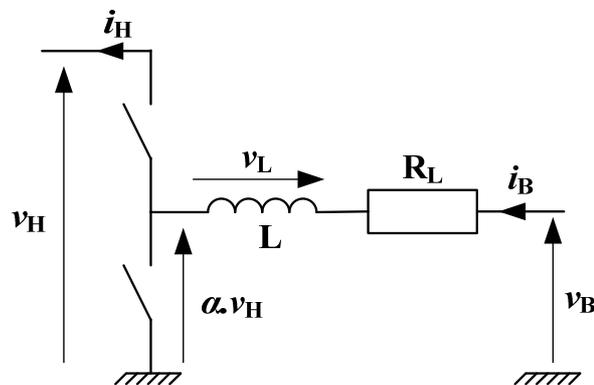


FIGURE 3.10 – Schéma de principe d'un convertisseur réversible en courant

D'après le schéma équivalent et les lois de Kirchhoff, nous pouvons déduire les équations (3.13). Ainsi, à partir des tensions v_B et v_H , nous pouvons déduire les courants i_B et i_H pour différents rapports cycliques.

$$\begin{aligned}
 v_L &= L \cdot \frac{di_B}{dt} \\
 v_L &= v_B - \alpha \cdot v_H - R_L \cdot i_B = L \cdot \frac{di_B}{dt} \\
 i_H &= \alpha \cdot i_B
 \end{aligned}
 \tag{3.13}$$

Onduleur triphasé Le modèle de l'onduleur triphasé est également basé sur un modèle moyen. A partir des trois tensions simples du réseau triphasé (v_{1N} , v_{2N} et v_{3N}) et des rapports cycliques commandant les trois bras de l'onduleur (α_1 , α_2 et α_3), le modèle permet de calculer l'évolution des trois courants de lignes ainsi que le courant du côté du bus DC (i_{resDC}). La figure 3.11 présente en détail les notations et les conventions utilisées pour la modélisation de l'onduleur.

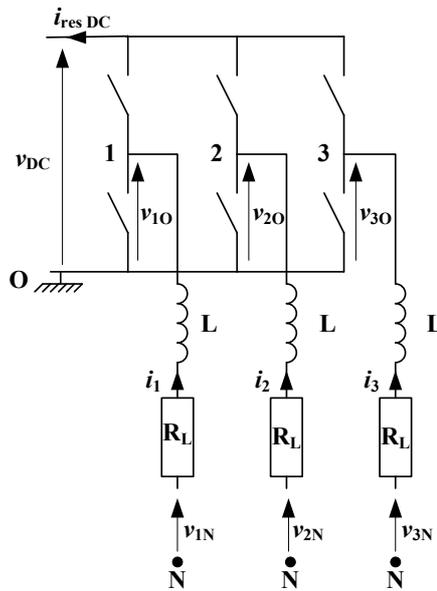


FIGURE 3.11 – Schéma de l'onduleur triphasé

$$\begin{aligned}
 v_{1O} &= \alpha_1 \times v_{DC} \\
 v_{2O} &= \alpha_2 \times v_{DC} \\
 v_{3O} &= \alpha_3 \times v_{DC}
 \end{aligned}
 \tag{3.14}$$

Dans le cas d'un réseau triphasé équilibré, la relation (3.15) est vérifiée.

$$v_{1N} + v_{2N} + v_{3N} = 0 \quad (3.15)$$

D'après la loi des mailles, l'équation (3.16) peut également être écrite.

$$\begin{aligned} v_{1O} &= v_{1N} + v_{NO} \\ v_{2O} &= v_{2N} + v_{NO} \\ v_{3O} &= v_{3N} + v_{NO} \end{aligned} \quad (3.16)$$

En sommant les 3 tensions v_{1O} , v_{2O} et v_{3O} , et d'après (3.15) on peut déduire v_{NO} (voir équation (3.17)).

$$v_{NO} = \frac{1}{3}(v_{1O} + v_{2O} + v_{3O}) \quad (3.17)$$

La dérivée des courants de lignes est exprimée dans l'équation (3.18).

$$\begin{aligned} L \frac{di_1}{dt} &= v_{1N} + v_{NO} - R_L i_1 - v_{1O} \\ L \frac{di_2}{dt} &= v_{2N} + v_{NO} - R_L i_2 - v_{2O} \\ L \frac{di_3}{dt} &= v_{3N} + v_{NO} - R_L i_3 - v_{3O} \end{aligned} \quad (3.18)$$

Il est ensuite possible d'obtenir le courant de l'onduleur côté DC par l'expression (3.19).

$$i_{\text{res}_{\text{DC}}} = \alpha_1 i_1 + \alpha_2 i_2 + \alpha_3 i_3 \quad (3.19)$$

Convertisseur boost Le convertisseur boost permettant d'élever la tension du PV à la tension du bus DC est présenté sur la figure 3.12.

D'après la loi des mailles, la dérivée du courant d'entrée du convertisseur est donnée par l'équation (3.20) et il est ensuite possible de déduire le courant de sortie par l'équation (3.21).

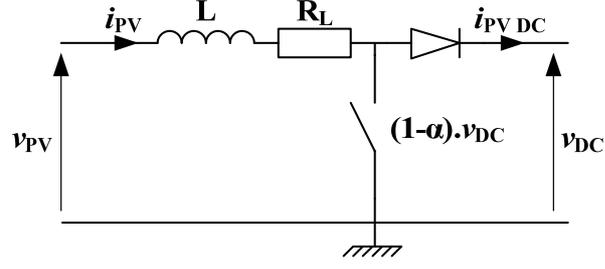


FIGURE 3.12 – Schéma du convertisseur boost

$$L \frac{di_{PV}}{dt} = (\alpha - 1) \times v_{DC} + v_{PV} - R_L \cdot i_{PV} \quad (3.20)$$

$$i_{PV_{DC}} = (1 - \alpha) \times i_{PV} \quad (3.21)$$

Commande du convertisseur boost Le convertisseur boost pour le PV est contrôlé par un algorithme MPPT de type P&O (Perturbation et Observation) [40]. Le principe de cet algorithme est présenté dans la figure 3.13 et suit le fonctionnement suivant :

1. l'algorithme fixe un rapport cyclique α_1 de commande du convertisseur
2. après un certain temps ΔT , la puissance P_1 est mesurée puis le rapport cyclique est augmenté d'un pas $\Delta\alpha$: $\alpha_2 = \alpha_1 + \Delta\alpha$
3. après le temps ΔT , la puissance P_2 est mesurée
4. La comparaison des deux puissances mesurées est effectuée
 - si $P_2 \geq P_1$, l'augmentation du rapport cyclique permet l'augmentation de la puissance générée par le panneau. Il faut donc continuer d'augmenter le rapport cyclique : $\alpha_1 = \alpha_2 + \Delta\alpha$
 - sinon, l'augmentation du rapport cyclique ne permet pas d'augmenter ou de maintenir la puissance générée, il faut donc le diminuer : $\alpha_1 = \alpha_2 - 2\Delta\alpha$
5. ensuite, l'étape 2 de l'algorithme MPPT est reprise

Ainsi, l'algorithme adapte en permanence le rapport cyclique commandant le convertisseur de manière à imposer la tension aux bornes du générateur photovoltaïque qui permet de se rapprocher du point de puissance maximum du PV.

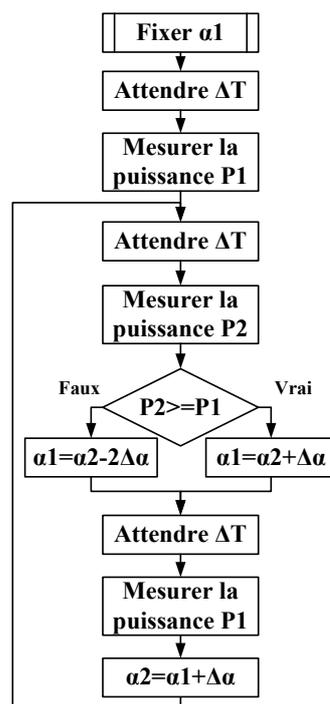


FIGURE 3.13 – Algorithme MPPT P&O utilisé

L'algorithme n'atteint cependant jamais précisément le point de puissance maximum car il change (il perturbe) en permanence le point de fonctionnement du PV. Les deux paramètres ΔT et $\Delta\alpha$ sont donc très importants pour le comportement de l'algorithme, en termes de convergence et de précision, comme le montre la section 3.5.2.

Pour le contrôle du convertisseur, il est habituel de mesurer le courant dans la bobine, c'est-à-dire le courant du côté de la tension la plus basse (côté du PV). Cependant, l'algorithme a besoin de la puissance délivrée par le panneau solaire comme donnée d'entrée pour fonctionner. Si l'on mesure le courant de la bobine du convertisseur (voir figure 3.12), il faut alors mesurer également la tension aux bornes du PV pour en déduire la puissance. Pour éviter l'ajout d'un capteur sur le système, il peut être plus pratique de mesurer uniquement le courant de sortie du convertisseur. En effet, si l'on suppose que la tension du bus est maintenue constante, le courant de sortie, $i_{PV_{DC}}$ est directement l'image de la puissance générée. De plus, cela permet de faire fonctionner l'ensemble PV-convertisseur sur le point de puissance maximale et non pas uniquement le panneau solaire. Le schéma de principe est illustré figure 3.14.

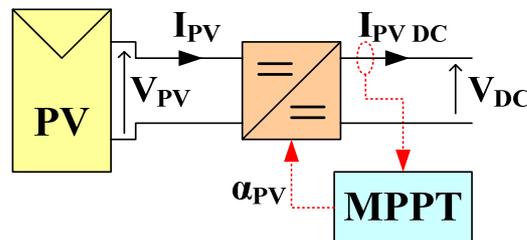


FIGURE 3.14 – Schéma de principe du contrôle MPPT du convertisseur boost

Il faut remarquer que, même si le courant dans la bobine n'est pas mesuré, sa valeur maximale ne pourra pas dépasser la valeur du courant de court-circuit du PV. Il n'est donc pas nécessaire de contrôler cette grandeur.

3.3.3 Implémentation du système multi-agents

Modélisation des agents

Les « S-Function » Les agents ont été modélisés sous Simulink en utilisant des éléments nommés « C S-Function ». Ces éléments permettent d'écrire du code

en langage C directement dans le modèle de simulation. Le programme régissant le comportement des agents a ainsi été développé directement en langage C. La programmation repose sur une machine d'état. La machine d'état utilisée pour l'agent réseau est donnée sur la figure 3.16

Les entrées Les agents, et donc les blocs S-Function utilisés, possèdent différentes entrées :

- **Com_In** permet à l'agent de lire les données présentes sur le bus de communication afin de recevoir les messages envoyés par d'autres agents. Plus de détails sur la communication sont donnés plus loin dans la section 3.3.3
- **YP_adress** permet de lire les pages jaunes
- **SOC** permet à l'agent de connaître le niveau de charge de l'élément qu'il représente et contrôle, ici le niveau de charge des SC

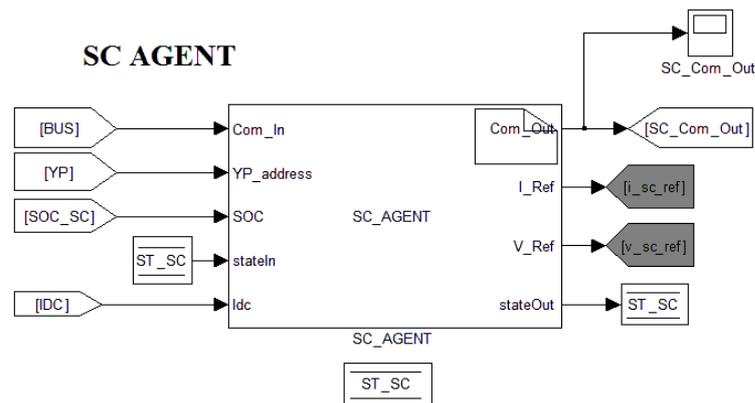


FIGURE 3.15 – Bloc S-Function utilisé pour l'agent SC

Sur la figure 3.15, on peut voir que deux autres entrées sont présentes. Ces deux entrées ne sont pas directement liées à l'approche agent. La première, noté `stateIn` permet à l'agent de lire dans quel état il était. En effet, en utilisant les S-Function, il est relativement difficile de déclarer des variables globales depuis une S-Function qui ne seront pas effacées entre deux pas de calcul. C'est pourquoi, le programme de l'agent lit cette donnée en entrée. L'autre entrée, notée `Idc`, indique l'information concernant le courant consommé par la charge et le courant produit par le panneau. En théorie, ces deux informations devraient être envoyées par les agents « charge » et « PV ». En revanche, pour simplifier l'implémentation

du principe, nous avons ici choisi de supposer que cette information était directement disponible pour l'agent. Cela est suffisant pour une première utilisation expérimentale des SMA pour la gestion de l'énergie.

Les sorties Les agents possèdent quatre sorties :

- `Com_Out` lui permet d'envoyer des messages vers d'autres éléments
- `I_Ref` lui permet d'indiquer la référence de courant au contrôleur du convertisseur (si le convertisseur n'est pas contrôlé en tension)
- `V_Ref` lui permet d'indiquer si le convertisseur est contrôlé en tension ou en courant. C'est une information logique (vrai ou faux).
- `stateOut` permet à l'agent d'inscrire dans une mémoire l'état dans lequel il se trouve. Cette mémoire est ensuite lue par l'intermédiaire de l'entrée `stateIn`.

Le code de l'agent A titre d'exemple, le code de l'agent réseau est donné en annexe [B.1](#).

Ce code se base sur une machine d'état dont une version simplifiée est donnée sur la figure [3.16](#).

Dans le cas du réseau, si l'agent est dans l'état 1, cela signifie qu'il a le jeton et contrôle donc la tension du bus DC. S'il n'y a aucun événement particulier, il va consulter les pages jaunes afin de demander aux éléments ayant une plus grande capacité à prendre le jeton de le prendre. Si aucun de ces éléments ne l'accepte et qu'aucun événement particulier ne survient, il reviendra à l'état numéro 1. En revanche, si un élément accepte le jeton, il passera alors à l'état numéro 2, c'est-à-dire sans jeton.

Si l'agent voit qu'il y a un défaut sur le réseau (par exemple une absence de réseau), il passera à l'état numéroté 11. Dans cet état, il va consulter les pages jaunes et demander aux différents éléments capables d'assurer la régulation de tension de prendre le jeton. Si un agent refuse il demandera aux suivants. Il commence, bien entendu, par demander aux éléments ayant la plus grande capacité à prendre le jeton. Une fois le jeton donné, il passe à l'état 2, sans jeton.

Lorsque l'agent réseau se retrouve dans l'état 2, deux événements peuvent lui faire changer d'état :

- Il peut recevoir une demande de la part d'un autre agent pour fournir ou

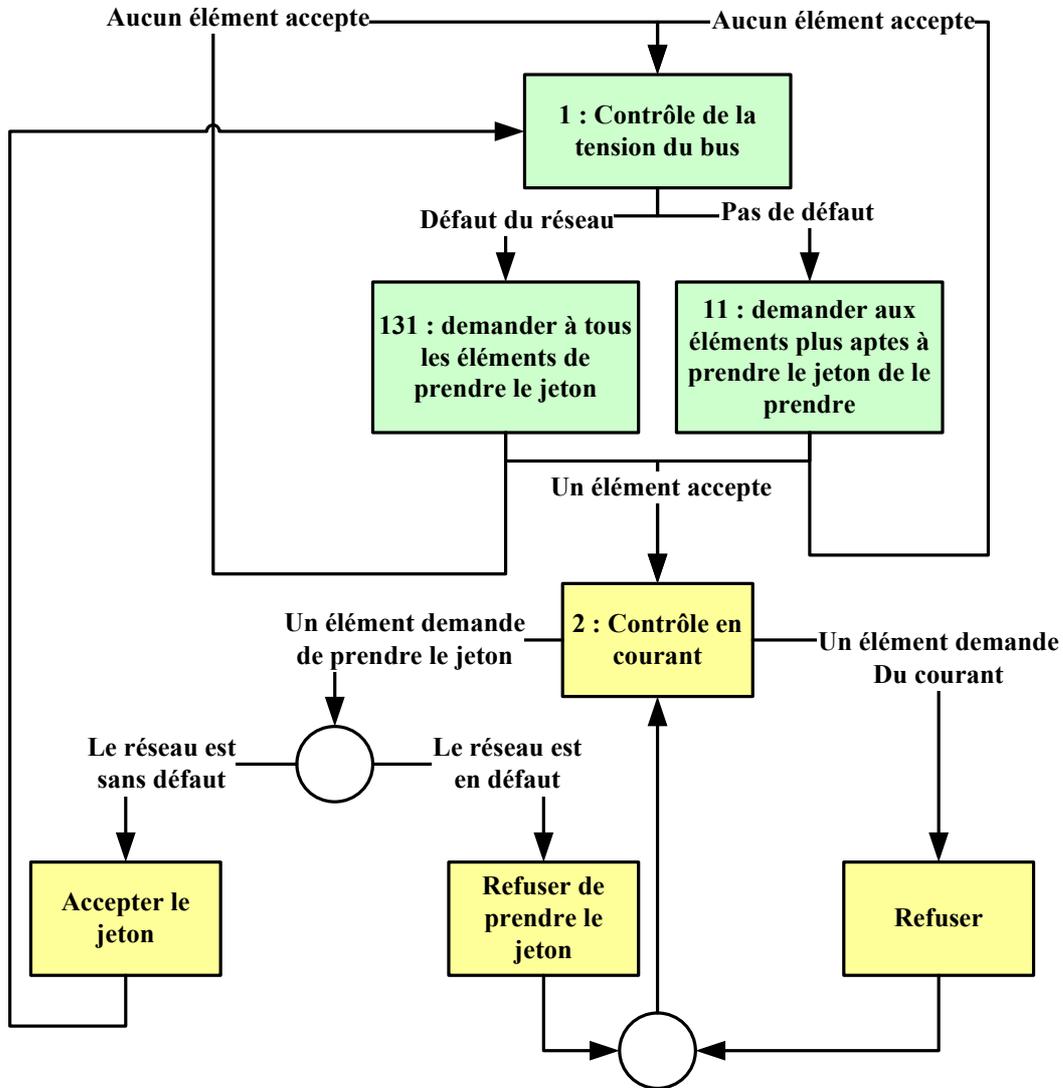


FIGURE 3.16 – Machine d'état simplifiée de l'agent réseau

absorber une partie du courant nécessaire au maintien de la tension du bus. Il refusera à chaque fois cette requête afin de minimiser l'énergie prélevée sur le réseau. L'agent retourne ensuite à l'état 2.

- Il peut recevoir une demande de prise de jeton de la part d'un autre agent. Si le réseau est présent et sans défaut, il l'acceptera et passera ensuite à l'état 1.

Modélisation des communications

Les agents communiquent à travers un bus de communication. Pour lire ou envoyer des données sur ce bus, chaque agent dispose d'une entrée et d'une sortie. L'entrée, comme la sortie de communication, est composée de trois informations. Le bus permet simplement d'acheminer ces trois informations qui sont nommées :

- FROM, qui indique l'adresse de l'émetteur du message
- TO, qui indique l'adresse du destinataire du message
- MSG, qui indique le contenu du message

Les adresses contenues dans FROM et TO sont des nombres issus des pages jaunes (voir tableau 3.1).

Codes utilisés pour les messages Pour les messages, des codes ont été utilisés afin d'indiquer sous forme d'un nombre un message du type « Oui », « Non » ou encore « Peux-tu prendre le jeton », comme le résume le tableau 3.2.

Code	Signification
1	Oui
2	Non
3	Peux-tu prendre le jeton ?
1XXX	Peux-tu fournir (ou prendre) XXX A ? ($-50 < XXX < 50$)
2YYY	OK, je fournis (ou prends) YYY A ? ($-50 < YYY < 50$)

TABLE 3.2 – Codes utilisés pour les messages

Emission d'un message sur le bus Un seul agent à la fois peut écrire sur le bus. Ainsi, les agents écrivent sur le bus uniquement s'il est libre, c'est-à-dire que les trois informations FROM, TO et MSG ont pour valeur 0. Si ces conditions sont

réunies, l'agent peut émettre en message. Au pas de calcul suivant, l'agent libère le bus en inscrivant la valeur (0 0 0).

A titre d'illustration, le tableau 3.3 montre l'évolution du bus lors d'un échange de message.

Pas de calcul	FROM	TO	MSG
1	0	0	0
2	1	2	3
3	0	0	0
4	2	1	2
5	0	0	0
6	1	3	3
7	0	0	0
8	3	1	1
9	0	0	0

TABLE 3.3 – Extrait de communication

Au début le bus est libre et l'agent SC (adresse 1) détient le jeton. Au second pas de calcul, l'agent SC demande à l'agent batterie (adresse 2) de prendre le jeton. L'agent batterie refuse (voir pas numéro 4). Ensuite l'agent SC réitère sa question auprès de l'agent réseau (adresse 3) au pas de calcul 6. L'agent réseau envoie ensuite une réponse positive à cette requête.

3.4 Résultats et analyses

3.4.1 Hypothèses

A partir du modèle présenté dans la section 3.3, nous avons testé la gestion d'énergie basée sur le principe des systèmes multi-agents. Nous avons supposé que les éléments du système avaient les caractéristiques suivantes :

- la capacité des super-condensateurs est de 2 F, et ils sont initialement chargés avec une tension de 58 V, soit un niveau de charge de 94 %. La tension nominale des SC est de 60 V.

- les batteries ont une capacité de 500 As et un niveau de charge initial de 56 %. Leur tension nominale est 48 V.
- la capacité du bus DC, C_{DC} , est de 9 mF
- la tension nominale du bus DC est de 100 V.
- la valeur efficace des tensions simples du réseau est de 21 V avec une fréquence de 50 Hz.

La capacité des batteries a été choisie comme relativement faible de manière à ce que leur niveau de charge évolue rapidement. Cela permet ainsi d'observer différents cas dans la gestion d'énergie. Notons que, dans ces conditions, la capacité des batteries est quasiment 7 fois supérieure à la capacité des SC : 6,67 Wh pour les batteries contre 1 Wh pour les SC.

La simulation réalisée se base sur un scénario de 90 s. D'après ce scénario, le profil de consommation de la charge ainsi que le profil de production de la source photovoltaïque ont été choisis de manière à présenter les réactions du système de gestion d'énergie mis en oeuvre. Les profils du courant consommé par la charge et du courant produit par le PV sont présentés à la figure 3.17. Le courant de la charge présente des variations rapides et importantes, surtout au début du scénario. Cela permet de se placer dans des cas extrêmes afin de valider pleinement la stabilité et la réponse de la solution proposée. La variation du courant produit par le PV est au contraire beaucoup plus lente, ce qui est en général le cas dans la réalité.

La somme du courant produit par le PV et consommé par la charge apparaît également sur cette figure. On peut voir que l'ensemble propose un profil assez varié avec des changements assez rapides.

3.4.2 Résultats

3.4.3 Comportement général

Selon le scénario retenu, nous pouvons observer sur la figure 3.18 les courants délivrés par chacun des autres éléments connectés au BUS DC. La figure 3.19 permet d'identifier quel élément détient le jeton de régulation de la tension au cours de la simulation.

De 0 à 6 secondes Au départ, la SC est en charge de la régulation de tension et le surplus de courant généré par le PV est constant et égal à 5 A. Ce courant

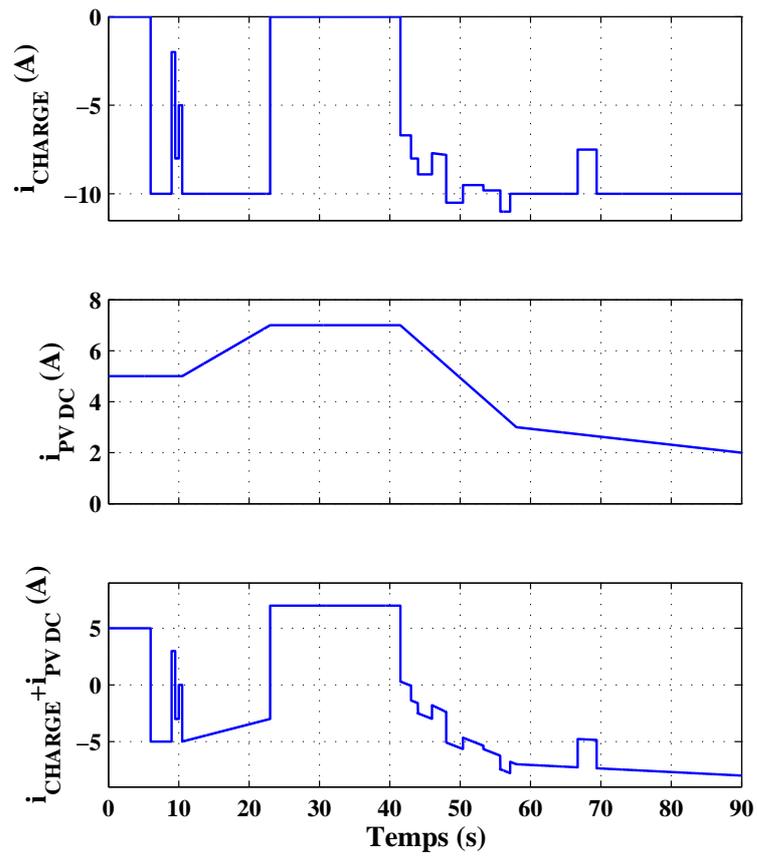


FIGURE 3.17 – Profils de charge et de production PV

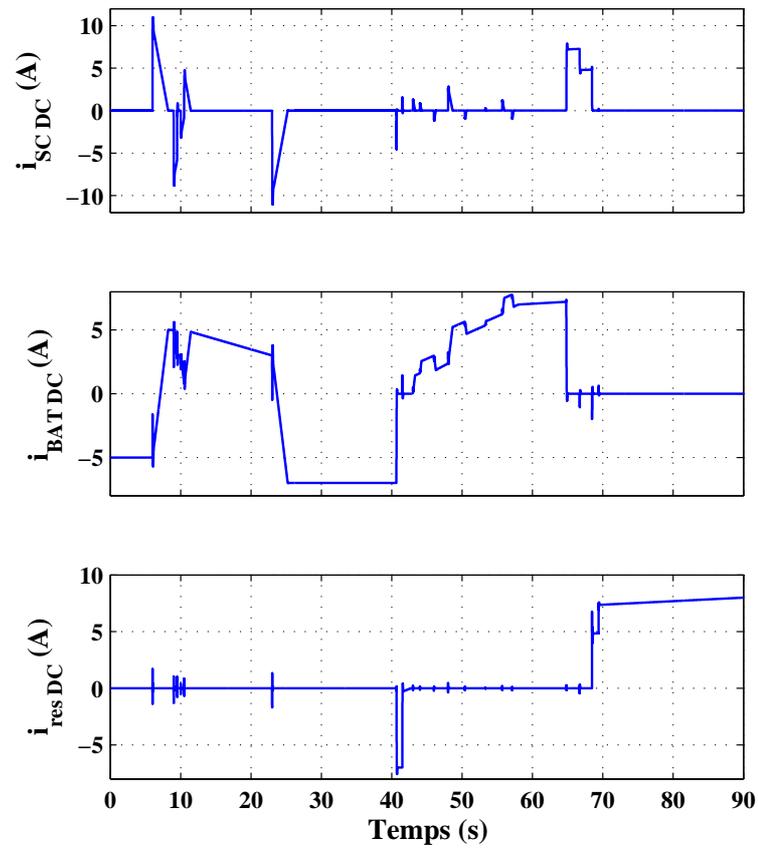


FIGURE 3.18 – Evolution des courants délivrés sur le bus DC par les différents éléments

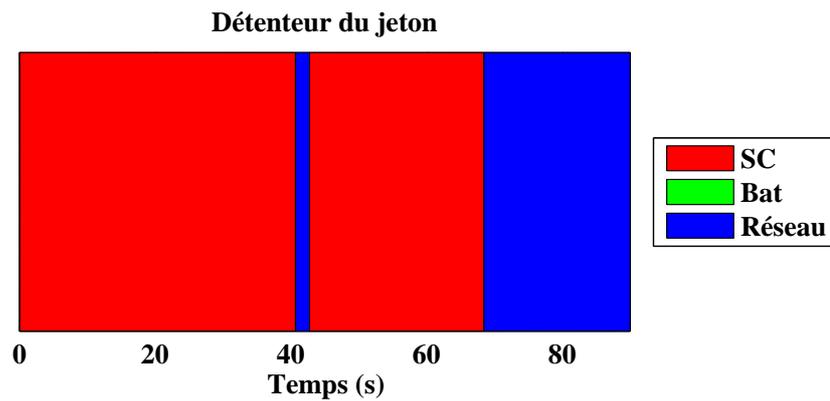


FIGURE 3.19 – Détenteur du jeton de régulation de tension du bus DC

est absorbé par les batteries. En effet, l'agent SC demande à d'autres agents d'absorber (ou de fournir, si il y a un manque de courant) le surplus de courant. Le courant étant constant, la batterie absorbe la totalité de ce courant et le réseau n'absorbe donc aucun courant. Le courant des SC est donc également nul. Dans ces conditions, le niveau de charge des batteries augmente et celui des SC reste constant comme le montre la figure 3.20.

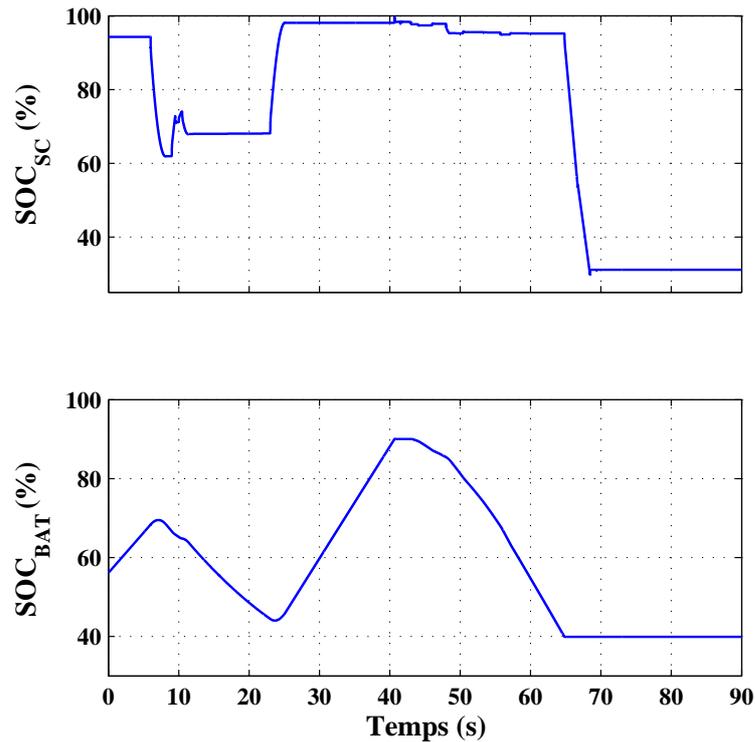


FIGURE 3.20 – Evolutions des niveaux de charges des batteries et des SC

De 6 à 8 secondes A $t = 6s$, la charge s'active et consomme 10 A. Il n'y a donc plus un surplus mais un manque de courant. Les SC régulant la tension du bus, elles vont immédiatement fournir ce manque de courant. L'agent SC va, en parallèle, demander aux autres agents de fournir le courant consommé par la charge (retranché du courant produit par les PV). L'agent batterie accepte de changer sa référence mais va effectuer lentement cette opération, de manière à ne pas faire subir à la batterie des variations trop brusques de courant. Ce changement de référence s'effectue à un rythme de 5 A/s. Quant à l'agent réseau, il refuse la

demande de fournir du courant. Le comportement de cet agent permet ainsi de minimiser la quantité de courant prélevée sur le réseau.

Avec ce comportement, le courant des SC présente un pic à $t = 6s$ et diminue à mesure que l'agent batterie rapproche sa référence de courant à la valeur de celui demandé par l'agent SC. Le courant du réseau reste nul. Notons tout de même que le pic visible lors de l'activation de la charge est dû au fait que la tension du bus DC chute légèrement ; la boucle de régulation en courant de l'onduleur ajuste sa référence de manière à maintenir un courant nul. Le temps que l'agent batterie ajuste sa référence de courant, les SC se décharge. Lorsque les batteries fournissent le courant consommé par la charge, le niveau de charge des SC est d'environ 60 %.

Enfin, même avec cette activation brusque de la charge, la tension du bus est maintenue constante grâce à la régulation effectuée par les SC, comme le montre la figure 3.22.

De 8 à 11 secondes Durant cette période, le courant consommé par la charge évolue très rapidement. Le même comportement que précédemment est observé : les super-condensateurs fournissent les pics de courant et le courant des batteries évolue plus lentement comme le montre la figure 3.21.

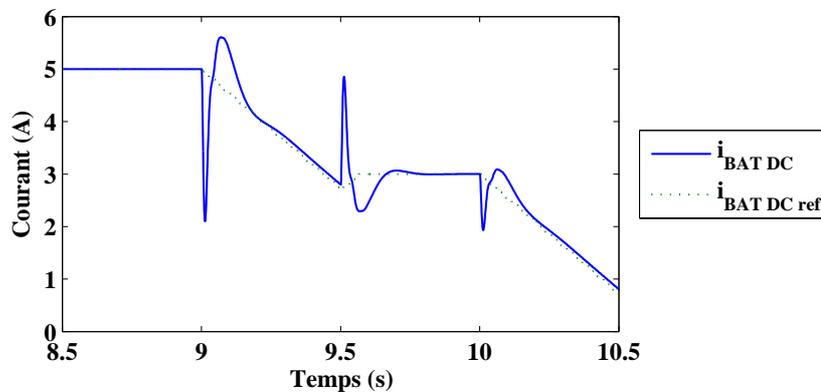


FIGURE 3.21 – Détail de l'évolution du courant de la batterie (réel et référence)

Les pics observés sur le courant ne sont pas dus à l'agent qui contrôle les batteries. En effet, si l'on observe la référence délivrée par l'agent (en pointillé sur la figure 3.21), cette référence ne présente pas de pic et évolue lentement de manière à ménager les batteries. Ces pics sont dus au modèle moyen du convertisseur utilisé.

En effet, si l'on se reporte à l'équation (3.13), il apparaît que le courant dans le convertisseur est lié à la tension du bus (tension haute, v_H). Ainsi, un changement brusque de cette tension provoque également un changement du courant. Dans la réalité, ces pics ne sont pas présents, comme le montre les essais expérimentaux dans le chapitre 4.

De 11 à 23 secondes Ici, la charge reste constante mais le courant délivré par le PV augmente. Cette variation étant relativement lente, en comparaison de la constante de temps choisie pour les batteries (5 A/s), les SC n'interviennent pas dans cette variation et les batteries absorbent cette variation lente. Le réseau n'intervient toujours pas.

De 23 à 41,5 secondes Dans cette période, les mêmes phénomènes que précédemment se produisent. Les SC contrôlent la tension du bus et assurent donc les changements brusques de charge et le courant des batteries évoluent plus lentement ; le réseau n'intervient toujours pas. De plus, la charge étant nulle et le PV produisant de l'énergie, le niveau de charge des batteries augmente jusqu'à dépasser les 90 % à $t = 40,5s$. Afin de protéger les batteries, l'agent batterie refuse maintenant la requête de l'agent SC lui demandant d'absorber le courant. Les SC doivent donc absorber seules l'excédent de production PV car l'agent réseau refuse également (cela vient de sa programmation). La capacité des SC étant relativement faible, leur niveau de charge atteint très rapidement les 99 %¹. Afin de protéger les SC, l'agent SC demande à un autre élément de prendre le jeton. La batterie ayant une plus grande capacité à prendre le jeton (d'après les pages jaunes), il demande d'abord à cet élément. Cependant, l'agent batterie refuse car elles sont déjà chargées. Il se réitère alors sa question à l'agent suivant (le réseau) qui l'accepte.

Le réseau absorbe donc le courant généré par le PV. L'agent réseau va également continuer de poser la question aux autres agents ayant une plus grande capacité à prendre le jeton. Dans ce cas précis, les deux autres agents sont concernés mais refusent de le prendre tant qu'il y a un excès de puissance provenant du PV.

1. Même si cela n'est pas évident sur la figure 3.20, le niveau de charge des SC avait une valeur de 98 % juste avant cet événement

De 41,5 secondes à la fin du scénario Le réseau détient le jeton et absorbe le surplus d'énergie. A $t = 43s$, la charge consomme plus que ce que produit le PV. Dans ce cas l'agent SC accepte de prendre le jeton car les SC peuvent ainsi se décharger. Cependant, les SC ne se déchargent pas beaucoup car les batteries fournissent également une partie du courant. Les batteries se déchargent donc et les SC absorbent les variations brutales de charge. Lorsque le niveau de charge des batteries devient inférieur à 40 %, l'agent batterie refuse de continuer de fournir de l'énergie de manière à préserver la batterie. Le courant de la batterie s'annule ainsi à $t = 65s$.

Les SC sont donc seules à alimenter la charge car l'agent réseau n'est pas programmé pour fournir une partie du courant de la charge. Dans ces conditions, le niveau de charge des SC chute très rapidement. Ainsi, à $t = 68,5s$, les SC atteignent un niveau de charge inférieur à 30 % ; l'agent SC cherche donc à redonner le jeton de tension, toujours de manière à les préserver. L'agent batterie refuse car il se trouve dans le même état (batteries déchargées) mais l'agent réseau accepte.

L'agent réseau reprend ainsi la régulation de tension du bus DC et fournit donc le courant consommé par la charge retranché du courant produit par le PV. Il absorbe seul les variations de ce courant.

3.4.4 Evolution de la tension du bus

Selon le scénario qui vient d'être décrit, l'évolution de la tension du bus DC est représentée sur la figure 3.22.

Nous pouvons voir que la tension reste quasiment constante et présente des variations inférieures à 4 % de la valeur de référence (100 V) ce qui est totalement acceptable en termes de régulation. De plus, la correction s'effectue en moins de 200 ms (voir figure 3.23).

Les variations sont principalement dues aux variations rapides du courant de charge et non à un changement de jeton. Ce phénomène n'est donc pas imputable au principe utilisé avec les systèmes multi-agents. Les plus grandes variations sont essentiellement dues aux boucles de régulation de tension qui sont uniquement basée sur des régulateurs de type PI.

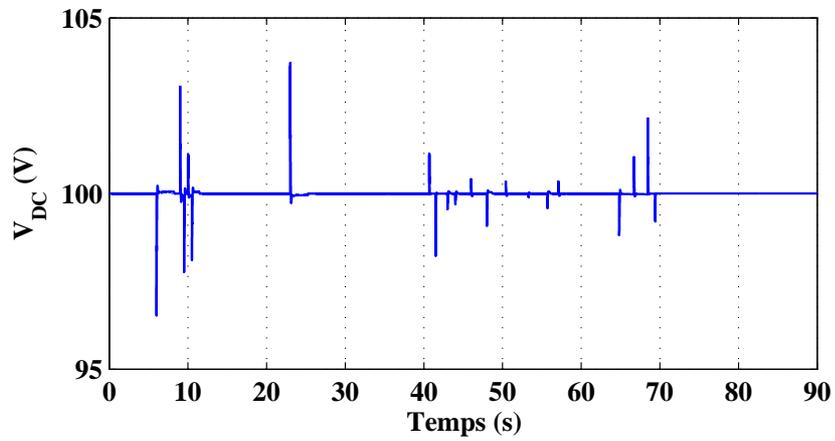


FIGURE 3.22 – Evolution de la tension du bus DC

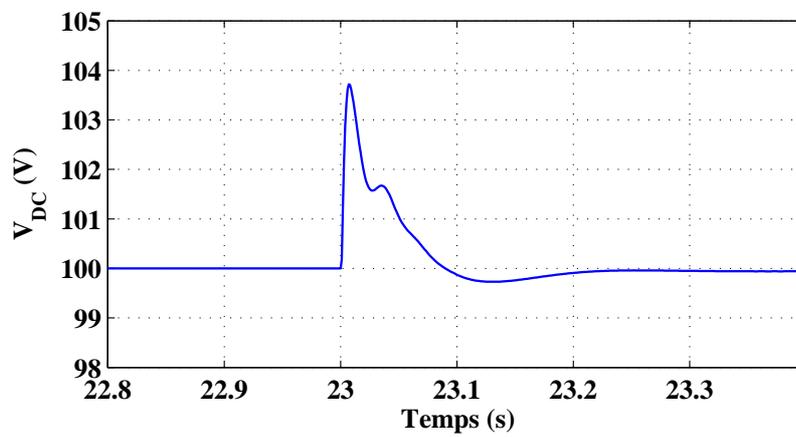


FIGURE 3.23 – Détail de l'évolution de la tension du bus DC

3.4.5 Panne des SC

Afin de tester et prouver la capacité du système à s'adapter à un défaut, nous proposons ici un scénario où les SC sont déconnectées brutalement. Ce phénomène peut se produire si un fusible reliant les SC à leur convertisseur est en défaut. En simulation, ce phénomène a été reproduit en fixant à zéro le courant et la tension des SC lors du défaut. Le reste du scénario est identique au précédent en ce qui concerne le profil de production du PV et de consommation de la charge.

Comportement général

Le comportement du système est, au début, le même que celui observé précédemment : les SC contrôlent la tension du bus DC (voir figure 3.24) et la batterie fournit une partie du manque ou de l'excès de courant (voir figure 3.25).

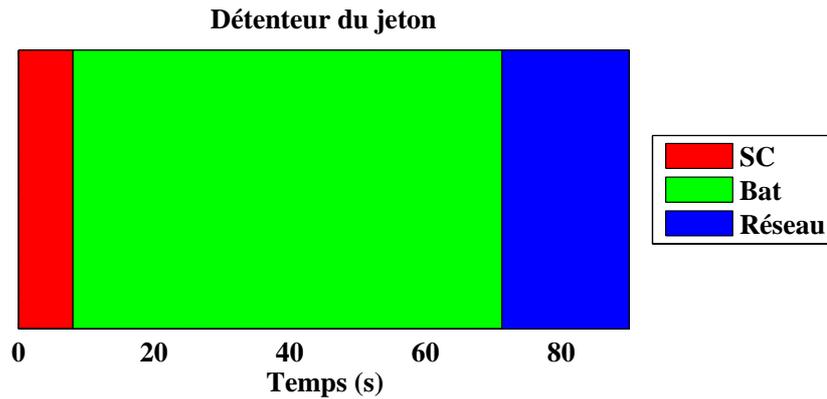


FIGURE 3.24 – Détenteur du jeton de régulation de tension du bus DC

Lorsque le défaut survient, à $t = 10s$, l'agent SC détecte que le niveau de charge est nul (tension des SC nulle) et il cherche donc à donner le jeton à un autre agent. La batterie ayant un niveau de charge convenable, elle accepte de prendre le contrôle de la tension. Dans ce mode de fonctionnement, la batterie doit absorber toutes les variations de la charge.

Lorsque la batterie atteint un niveau de charge trop faible (voir figure 3.26 à $t = 71s$), l'agent batterie passe le jeton au réseau qui assure alors le contrôle de la tension du bus.

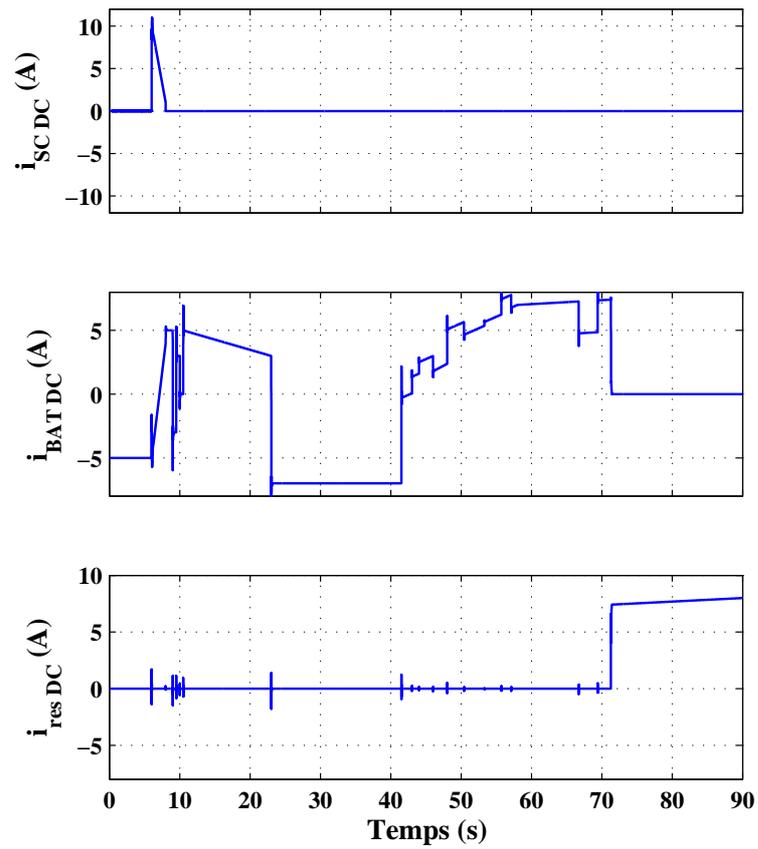


FIGURE 3.25 – Evolution des courants des différents éléments

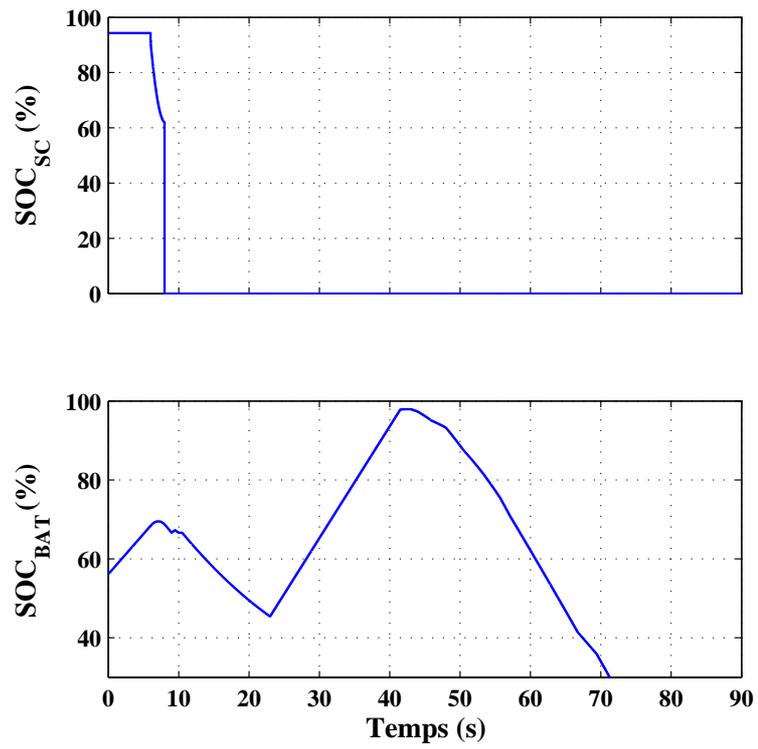


FIGURE 3.26 – Evolution du niveau de charge des SC et des batteries

Evolution de la tension du bus

Même en cas de défaut, la tension du bus DC est maintenue à sa valeur nominale, comme le montre la figure 3.27. Au moment du défaut des SC, la tension du bus DC ne subit pas de grandes variations comme le prouve la figure 3.28.

De plus, le système continue de fonctionner correctement. Ce fonctionnement en mode dégradé n'est, bien entendu, pas optimal car les batteries subissent dans ces conditions toutes les variations de la charge.

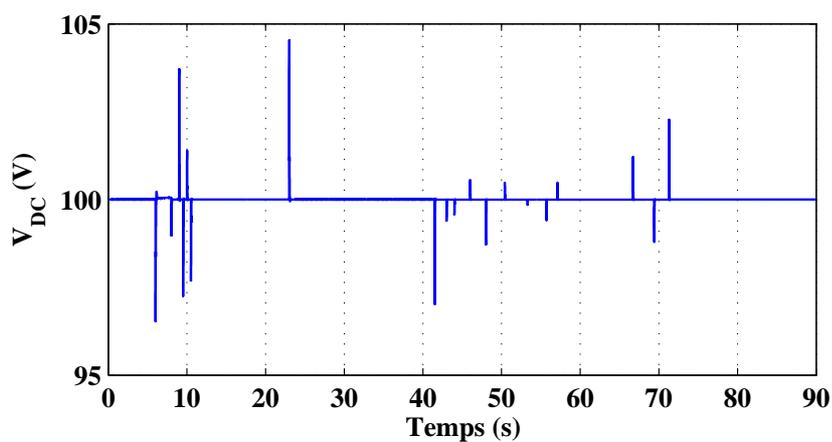


FIGURE 3.27 – Evolution de la tension du bus DC

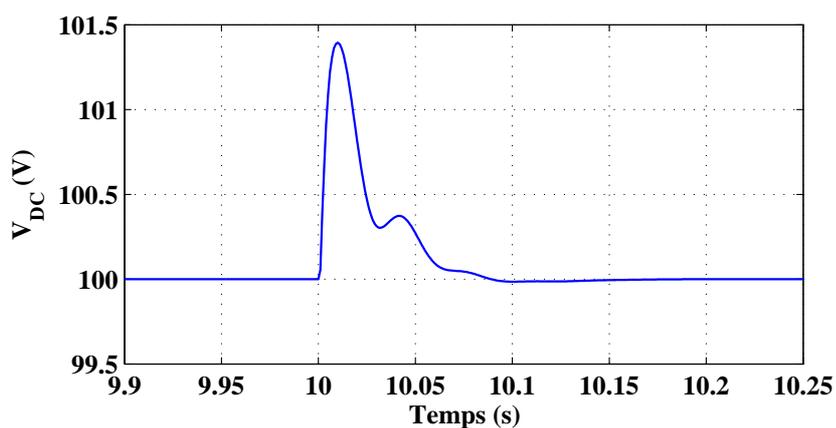


FIGURE 3.28 – Détail de l'évolution de la tension du bus DC

3.5 Validation de la commande du PV

L'algorithme MPPT proposé a également été testé en simulation. Pour se faire, nous avons simulé l'utilisation d'un panneau de type PWX500 de la marque *PHOTO-WATT* [67]. D'après les données du constructeur, les paramètres du PV sont les suivants :

- $V_{PV_{max}} = 21,8 \text{ V}$
- $V_{PV_{min}} = 21,2 \text{ V}$
- $E_n = 1000 \text{ W/m}^2$
- $I_{PV_{cc}} = 3,2 \text{ A}$
- $V_b = 19,7 \text{ V}$
- $T_n = 25^\circ$
- $TC_i = 1,46 \text{ mA}/^\circ\text{C}$
- $TC_v = -79 \text{ mV}/^\circ\text{C}$

3.5.1 Fonctionnement dans le cas normal

Dans la simulation, un seul panneau est utilisé et est raccordé à un bus d'une tension continue fixe de 30 V par l'intermédiaire d'un convertisseur boost. Dans le scénario mis en place, la température du PV est supposée constante ($T = 25^\circ$) et l'ensoleillement reçu par le panneau a le profil présenté à la figure 3.29. Même si les variations rapides de l'ensoleillement ne sont pas forcément réaliste pour un cas réel (l'ensoleillement varie en général beaucoup moins brutalement), cela permet d'observer l'évolution de l'algorithme MPPT dans un cas critique.

Dans ces conditions, la tension et le courant du PV évoluent selon les courbes indiquées figure 3.30. Le courant injecté sur le bus a quasiment la même allure que le courant du PV mais son amplitude est plus faible car la tension a été élevée par le convertisseur. On peut voir que le courant injecté sur le bus suit les variations de l'ensoleillement. Cela se confirme si l'on observe la puissance produite par le PV (figure 3.31).

La puissance injectée sur le bus est légèrement inférieure à la puissance produite par le panneau car le convertisseur boost entraîne des pertes. Néanmoins, les deux allures sont similaires. Nous pouvons voir que la puissance suit le point de puissance maximum grâce à l'adaptation du rapport cyclique du convertisseur boost présenté figure 3.32. Le constructeur du PV annonce une puissance maximum de

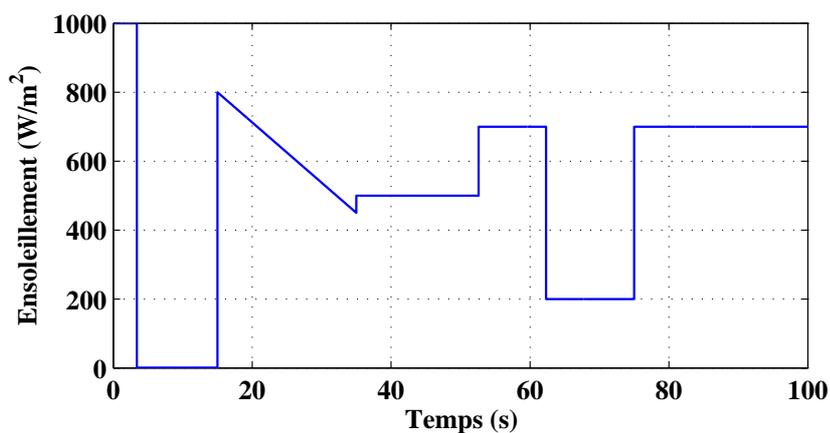


FIGURE 3.29 – Ensoleillement reçu par le PV

50 W lorsque l'ensoleillement est nominal. Cela est le cas lorsque l'ensoleillement est nominal au début du scénario. Par la suite, lorsque l'ensoleillement est nul, la puissance générée est bien entendu nulle également. Dans cette situation, l'algorithme ne voyant pas de changement sur la puissance générée en fonction des perturbations qu'il génère, le rapport cyclique va augmenter. Par défaut, l'algorithme augmente le rapport cyclique s'il n'y a pas de changement de puissance. Lorsque l'ensoleillement revient à une valeur de 800 W/m^2 la puissance générée est de 35 W ce qui est légèrement inférieur à la puissance maximum que pourrait fournir le panneau avec cet ensoleillement (40 W). Cependant, l'ensoleillement diminuant de manière constante, l'algorithme a du mal à s'adapter dans ces conditions. Lorsque l'ensoleillement redevient fixe à 500 W/m^2 , on voit que la puissance générée augmente avant de se stabiliser autour du point de puissance maximum de 25 W. Les mêmes observations peuvent être faites sur la fin du scénario.

Même si certains algorithmes plus performants fonctionnent, celui ci permet déjà d'obtenir le maximum de puissance du panneau solaire avec une méthode simple et robuste.

3.5.2 Choix des paramètres de l'algorithme MPPT

Le changement de rapport cyclique s'effectue toutes les secondes avec un pas de 1 %. Ces deux paramètres sont très importants pour le bon fonctionnement de l'algorithme. En effet, si le temps de changement est trop court, le système et plus

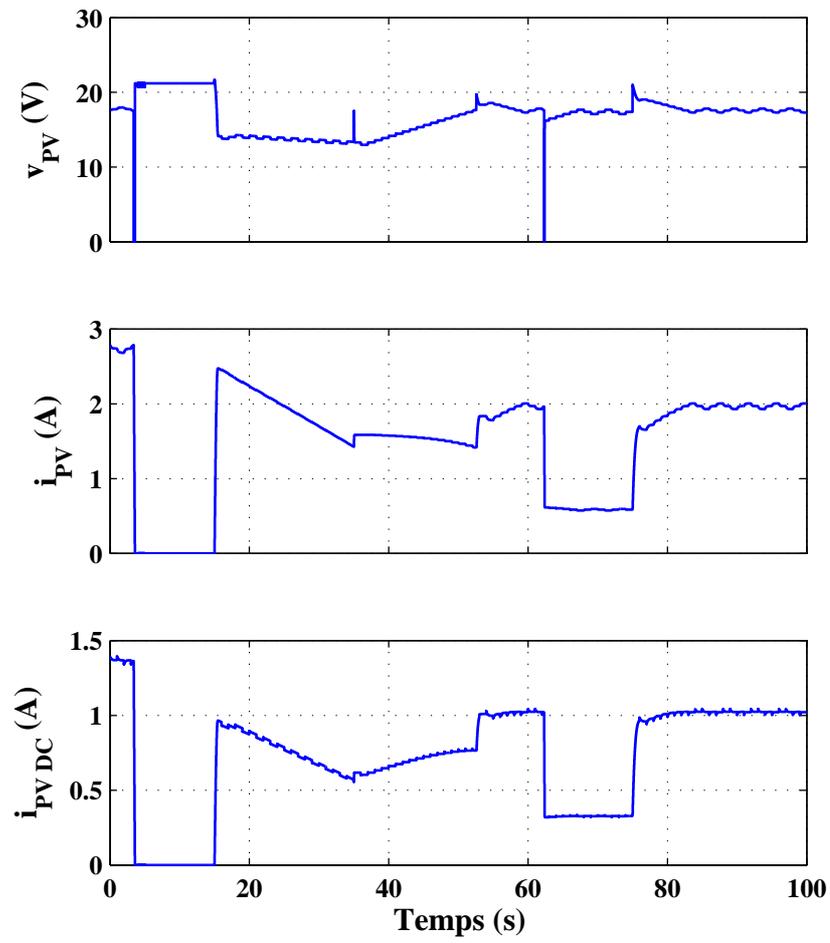


FIGURE 3.30 – Evolution des grandeurs électriques lors du test de l'algorithme MPPT

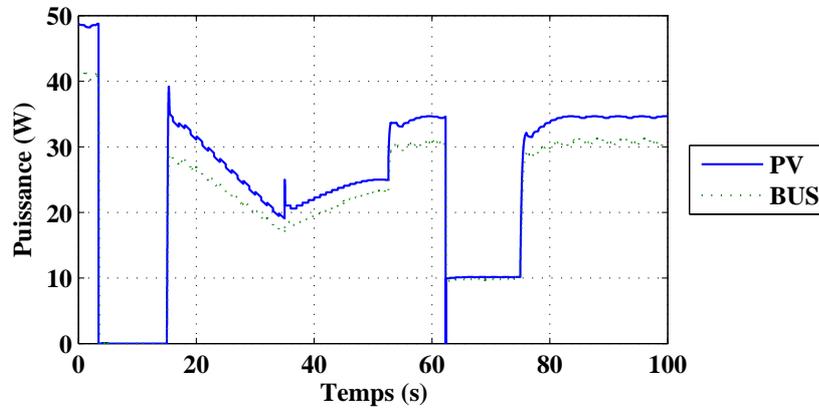


FIGURE 3.31 – Puissance générée par le panneau et puissance injectée sur le bus

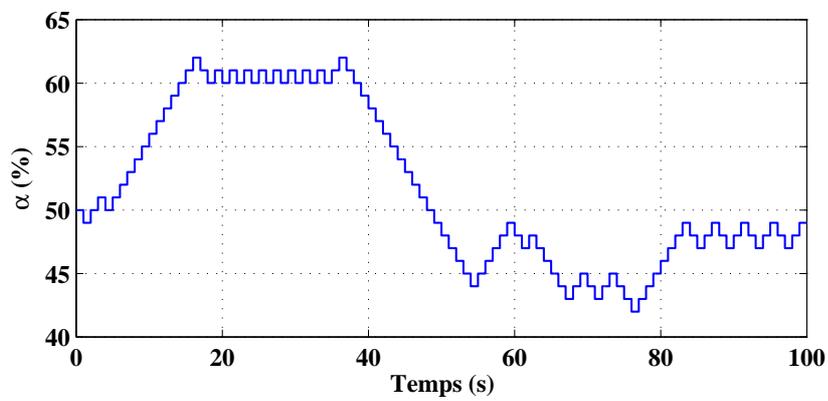


FIGURE 3.32 – Evolution du rapport cyclique avec un temps rafraîchissement de 1 s

particulièrement le convertisseur n'ont pas le temps de se stabiliser. L'observation entre deux points de fonctionnement est donc faussée et l'algorithme n'arrive pas à converger. A partir du même scénario, la figure 3.31 montre l'évolution de la puissance générée dans le cas où le temps de rafraîchissement est de 100 ms. On peut voir que l'algorithme n'arrive pas à se stabiliser autour du point de puissance maximum (voir figure 3.32). La différence d'énergie produite entre les deux cas atteint 25 %.

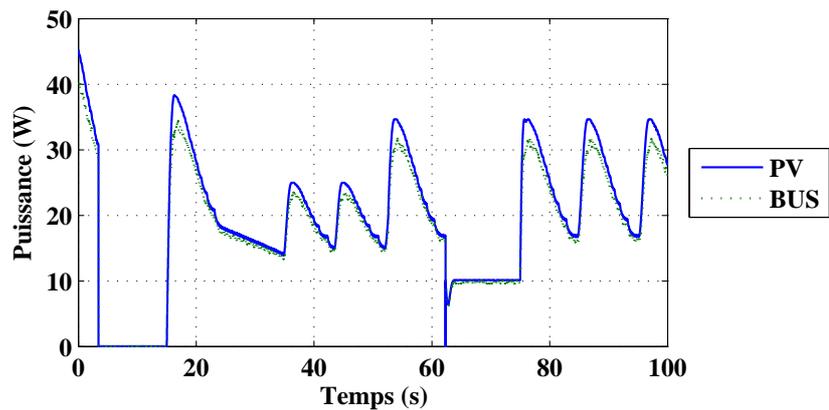


FIGURE 3.33 – Puissance générée par le panneau et puissance injectée sur le bus

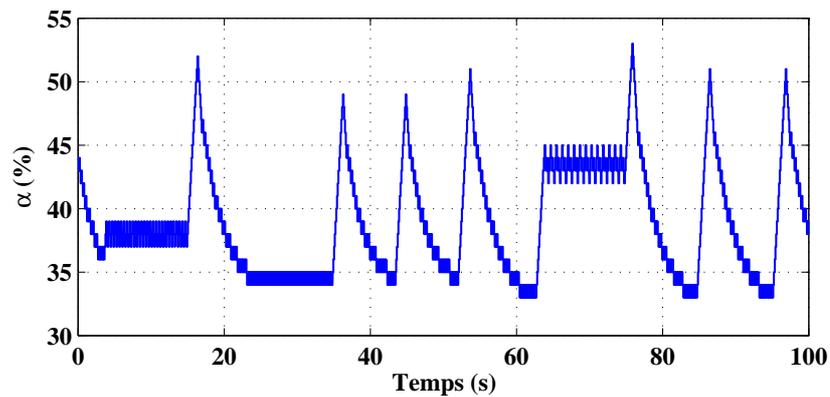


FIGURE 3.34 – Evolution du rapport cyclique avec un temps rafraîchissement de 0,1 s

3.6 Conclusion

Ce chapitre a tout d'abord permis de recenser les principaux défauts et limites des systèmes de gestion d'énergie actuellement mis en oeuvre. Les systèmes utilisés jusqu'ici sont en effet conçus selon une approche que nous avons qualifiée de descendante. Le concepteur du système doit s'intéresser d'abord au système dans sa globalité avant de définir et de prendre en compte les contraintes liées à chacun des éléments. De plus, ces systèmes de gestion d'énergie centralisés ne sont pas capables de s'adapter à un changement de la configuration ou de la composition du système (ajout ou retrait d'un élément) et s'adaptent difficilement si un élément est en défaut.

A partir de ces constats, une approche distribuée basée sur le principe des systèmes multi-agents (SMA) a été proposée. Par opposition aux solutions classiques, l'approche retenue a été qualifiée de montante : on passe ainsi de la supervision à l'auto-organisation.

A partir d'un cas d'étude concret, nous avons présenté et expliqué le principe retenu. D'une manière synthétique, chaque élément est associé à un agent. Un agent contrôle l'élément auquel il est associé et peut dialoguer avec d'autres agents. Cela permet aux agents de coopérer et de coordonner leurs actions. Ainsi, les contraintes liées à chaque élément sont gérées de manière distribuée par chacun des agents. En pratique, nous avons introduit le principe d'un jeton virtuel de contrôle de tension. Ce jeton est échangé entre les agents et l'agent détenant le jeton est chargé du contrôle de la tension du bus. Ainsi, même si l'élément qui contrôle la tension du bus vient à être en défaut, il peut ensuite demander à un autre agent de prendre le jeton : le système présente ainsi une meilleure fiabilité. Aussi, l'élément qui détient le jeton peut également demander à d'autres agents de fournir ou d'absorber une partie du courant nécessaire au maintien de la tension du bus.

Ensuite, un modèle de simulation du système a été créé de manière à valider la gestion d'énergie par SMA. Les résultats ont été concluants. La tension du bus est maintenue constante, ce qui permet d'assurer une alimentation permanente de la charge et les différents éléments sont utilisés au mieux. Par exemple, la batterie ne subit pas de variations brusques en fonctionnement normal et l'utilisation du réseau est minimisée. Aussi, même en cas de défaut d'un élément, le système continue de fonctionner. Le système de gestion d'énergie utilisé permet une meilleure tolérance

aux pannes en comparaison aux systèmes de gestion classiques.

Nous avons ainsi montré qu'une approche distribuée de la gestion d'énergie est possible et présente certains avantages. Nous n'avons cependant pas cherché à optimiser la gestion d'énergie. L'optimisation nécessite la définition d'une fonction à optimiser. Par exemple, si le système est connecté au réseau, le critère d'optimisation pourrait être de minimiser l'énergie prélevée sur le réseau. Cependant, si le système est également constitué de batteries, celles-ci seront profondément déchargées et leur durée de vie sera diminuée, ce qui entraînera un surcoût pour l'utilisateur. Peut-on alors parler de gestion optimale de l'énergie? Il faut alors plutôt parler de gestion d'énergie en vue de privilégier certains critères.

Des développements futurs de ces travaux pourraient montrer qu'il est possible d'améliorer l'utilisation d'un élément en modifiant uniquement le comportement de l'agent associé à cet élément. Par exemple, pour le réseau, il serait possible d'envisager un fonctionnement de manière à effectuer du filtrage actif sur le réseau. Avec la méthode proposée, il s'agit uniquement d'introduire une modification sur le comportement de l'agent réseau, et non pas sur l'ensemble du programme de gestion d'énergie.

Chapitre 4

Expérimentation et validation de la gestion d'énergie par SMA

4.1 Présentation du système

Le chapitre précédent a présenté et montré l'intérêt d'un système multi-agents (SMA) pour la gestion d'énergie d'un système multi-sources. Cependant, cette preuve a été faite en s'appuyant uniquement sur des résultats de simulation. C'est pourquoi, nous proposons, dans ce chapitre, une validation expérimentale de la gestion d'énergie par un SMA.

4.1.1 Partie puissance

L'architecture électrique du système, sur lequel a été expérimenté la gestion d'énergie, est exactement la même que celle présentée dans le chapitre précédent. Le système, présenté dans son ensemble à la figure 4.1, est constitué pour la partie puissance :

- d'un générateur photovoltaïque composé de 6 modules *Photowatt* PW1650 de $165 W_c$. Ces modules sont montés deux à deux en série. Ainsi, l'ensemble présente une tension de circuit ouvert de $86,2 V$ et un courant de court-circuit de $15,3 A$. Le point de puissance maximum, sous un ensoleillement nominal, est obtenu pour une tension de $68,8 V$. Les panneaux (voir photographie figure 4.1.1) sont orientés au sud-ouest avec une inclinaison de

30°

- le pack de batterie est constitué de 4 batteries de la marque *Banner Batterien* référencées *963 51* de 12 V branchées en série (voir figure 4.1.1). La capacité totale sous 48 V est de 180 Ah pour un décharge en 20 heures.
- les SC sont composées de 4 packs de 58 F sous 15 V (voir figure 4.1.1) montées en série, soit une capacité totale de 14,5 F sous 60 V

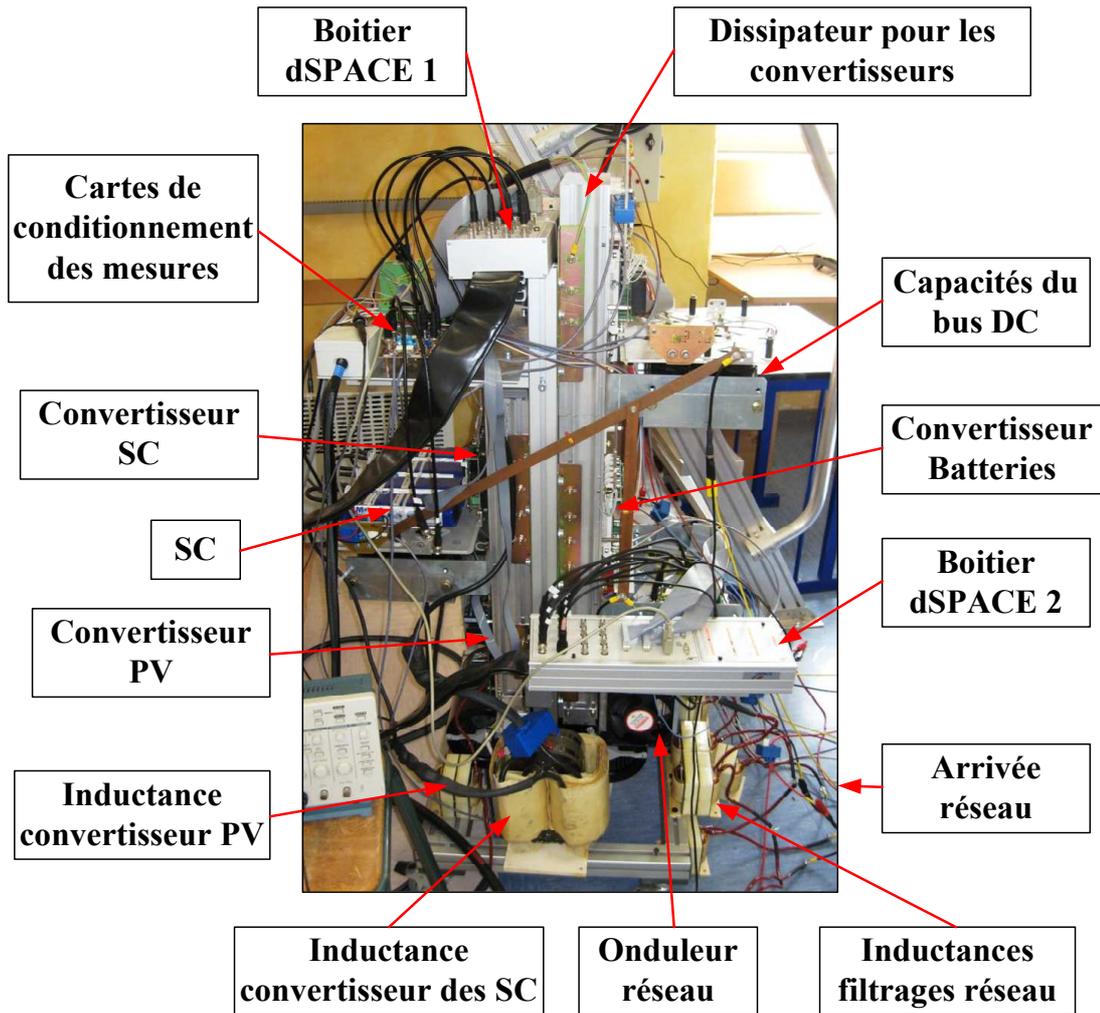


FIGURE 4.1 – Système hybride utilisé pour l'expérimentation

Les convertisseurs statiques sont tous assemblés autour d'une colonne centrale qui permet de dissiper les pertes.



(a) PV installé sur la façade de la plate-forme d'essai du laboratoire



(b) Batteries utilisées



(c) SC utilisés

FIGURE 4.2 – Photographies des différents éléments utilisés

4.1.2 Partie commande

Structure de la partie commande

Le contrôle de ce système a été réalisé à l'aide de l'outil de prototypage rapide dSPACE [21]. Cet outil permet d'exporter un programme développé avec Matlab Simulink vers un système temps réel (en l'occurrence un PowerPC et un DSP) qui contrôle le système [11]. Le code Simulink développé en simulation, est compilé et chargé dans la carte dSPACE qui contrôle le système. Le système dSPACE est également interfacé avec un ordinateur équipé du logiciel ControlDesk qui permet de créer une interface graphique. Avec cette interface nous pouvons facilement commander, surveiller et enregistrer les événements survenants au cours des essais expérimentaux.

L'installation était initialement prévue pour alimenter une charge composée d'un moteur synchrone triphasé et d'un onduleur. De plus, l'installation ne comportait pas d'onduleur entre le réseau et le bus DC. Le réseau était simplement redressé par un pont de diodes puis un hacheur buck permettait la modulation de l'énergie prélevée sur le réseau. Il n'était donc pas possible de réinjecter de l'énergie sur le réseau. Ce système était commandé par un seul système de prototypage rapide dSPACE DS1104.

Afin d'intégrer et de commander un nouvel onduleur permettant d'effectuer de la réinjection d'énergie sur le réseau, une deuxième carte de prototypage rapide du même type a dû être utilisée car une seule carte DS1104 ne comporte pas suffisamment de sorties PWM pour commander deux onduleurs triphasés.

La carte dSPACE 1 mesure les données suivantes :

- courant du PV
- courant des batteries
- tension et courant des SC
- courant de la charge
- tension du bus DC

Elle contrôle également :

- le convertisseur réversible associé aux batteries (deux sorties PWM)
- le convertisseur réversible associé aux SC (deux sorties PWM)
- le convertisseur boost associé aux panneaux (1 sortie PWM)

La carte dSPACE 2 mesure les données suivantes :

- courants des deux premières phases du réseau
- 2 tensions entre phases du réseau
- tension des batteries

Elle contrôle uniquement l'onduleur du réseau à l'aide de 6 sorties PWM.

Afin d'échanger des données, les deux cartes dSPACE sont reliées entre elles par une liaison série RS232. Les données échangées de dSPACE 1 vers dSPACE 2 sont :

- l'activation de l'onduleur
- le mode de contrôle : tension ou courant
- la consigne en courant de l'onduleur

La carte dSPACE 2 renvoie les données suivantes :

- la tension des batteries
- le défaut de l'onduleur
- la présence du réseau

De manière synthétique, la structure générale du système est présentée figure 4.3.

Implantation du programme

Basée sur cette structure, la majeure partie du programme est implantée dans la carte dSPACE 1. En effet, dSPACE 2 gère uniquement le contrôle de l'onduleur et les communications par la liaison série. En revanche, dSPACE 1 gère le reste du système. Les agents sont donc implémentés dans le programme de dSPACE 1. La programmation des agents est réalisée selon le même principe que celui évoqué dans le chapitre précédent.

Ainsi, on peut voir que la solution n'est pas encore complètement distribuée d'un point de vue physique. Néanmoins, l'approche et la programmation sont, quant à elles, bien distribuées. La prochaine étape, qui n'a pas été effectuée au cours de cette thèse, serait donc d'implanter chaque agent dans des microprocesseurs différents qui communiqueraient, par exemple, au moyen d'un bus CAN (Control Area network).

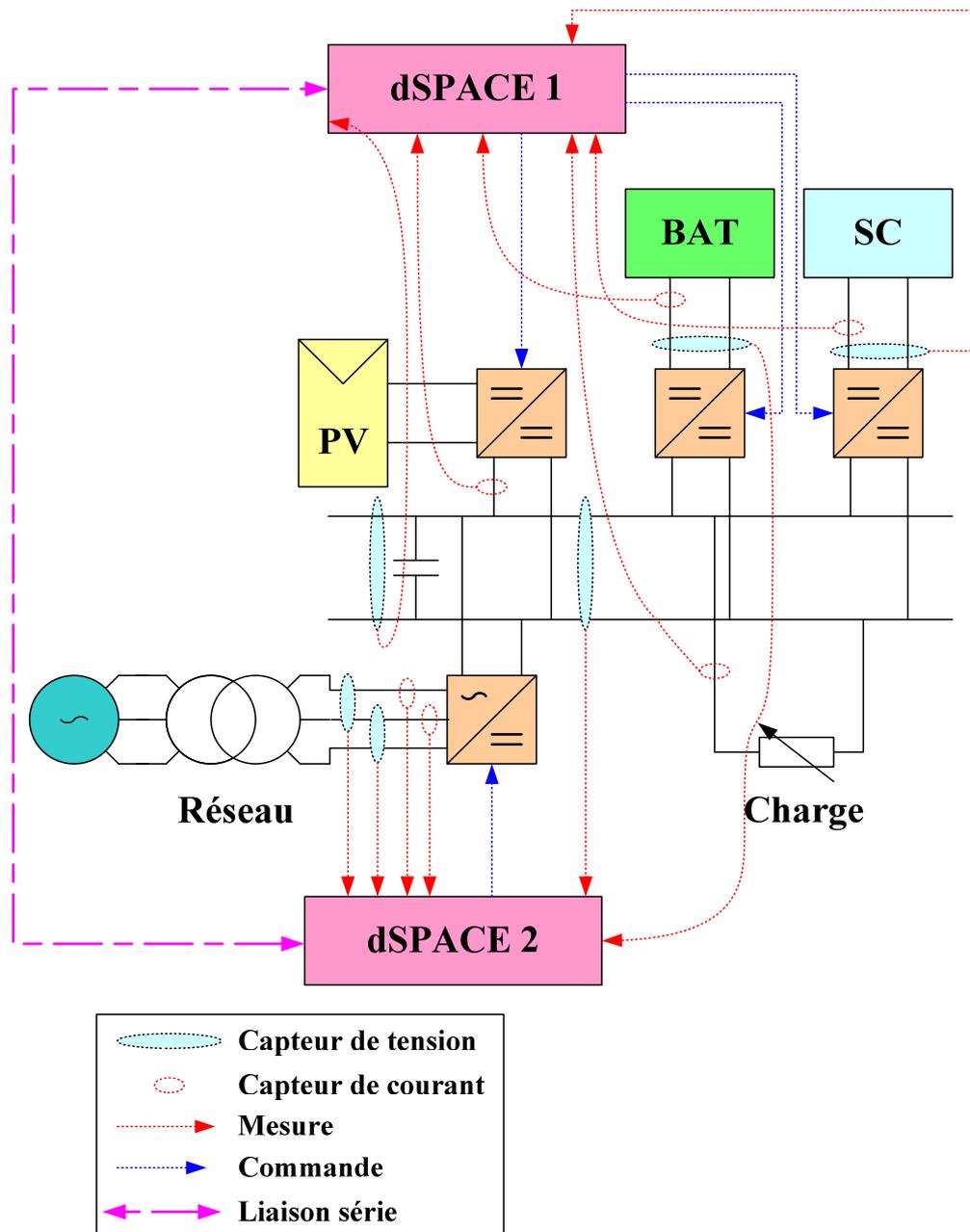


FIGURE 4.3 – Structure du système de contrôle

Niveau de charge de la batterie

Le niveau de charge des batteries est normalement déduit à partir de la mesure de la tension des batteries. Néanmoins, la capacité des batteries est très importante et, il faudrait plusieurs heures d'expérimentations, voire plusieurs jours, pour constater une évolution notable du niveau de charge des batteries. Or, le système d'acquisition ne permet que d'enregistrer les évolutions des différentes mesures sur une durée de plusieurs minutes. Afin de pouvoir observer l'effet de la variation du niveau de charge des batteries, nous avons donc décidé d'émuler cette mesure en supposant une capacité plus faible des batteries. Le niveau de charge des batteries est obtenu à partir de l'intégration du courant des batteries. Dans les résultats présentés, la capacité des batteries est supposée de 1000 As.

4.2 Résultats expérimentaux

4.2.1 Premier scénario : pas d'échange du jeton

Description du scénario

Dans ce premier scénario, le profil de consommation dépend directement des sollicitations que nous avons appliquées sur un banc de résistances qui représente la charge. La consommation évolue entre 85 W et 850 W. La variation est très brusque car il s'agit, en fait, de la connexion ou de la déconnexion de résistances branchées en parallèle.

Le profil de la production du PV est totalement aléatoire et car il dépend tout simplement des conditions d'ensoleillement lors du test. Nous pouvons voir sur la figure 4.4 que les variations sont assez importantes. Au cours du scénario, la production passe de 800 W à 300 W. Cette diminution est due au passage d'un nuage au cours du test.

Ce scénario, d'une durée de 100 secondes, permet d'observer le comportement de la gestion d'énergie avec aussi bien des variations brusques, dues à la charge, qu'avec des variations plus lentes dues au passage d'un nuage. La somme du courant produit par le PV et du courant consommé par la charge est également indiquée sur la figure 4.4.

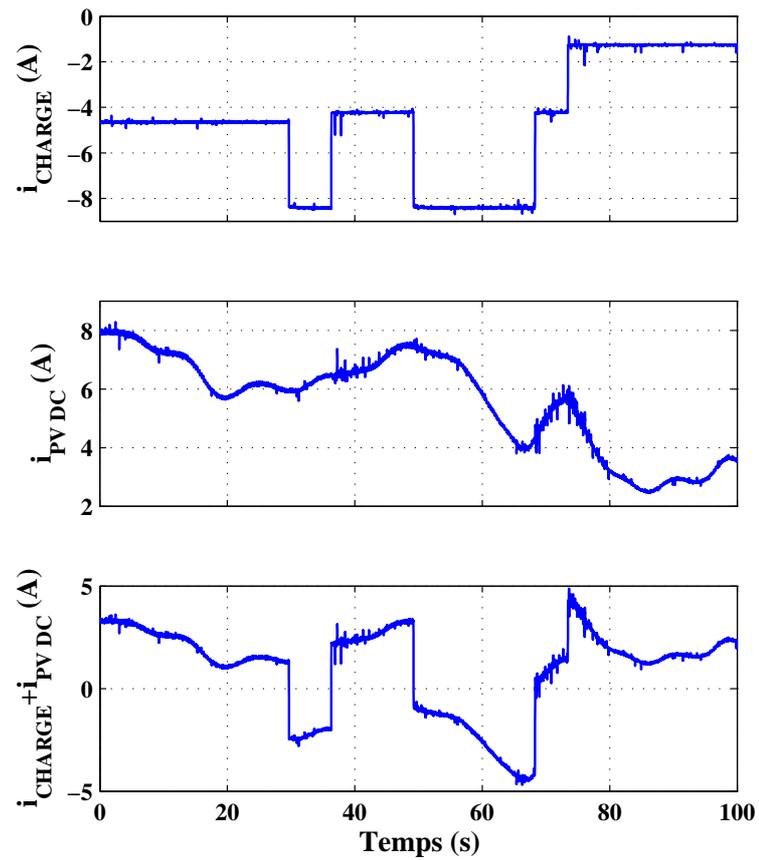


FIGURE 4.4 – Profils de charge et de production PV

Comportement du système

Dans ce premier scénario, les SC et les batteries ont un niveau de charge satisfaisant. Elles ne sont jamais en conditions de surcharge ou de décharge trop profonde (voir figure 4.5). Les évolutions des courants du réseau, des SC et des batteries, sont représentées sur la figure 4.6. Il est important de noter que les courants sont mesurés du côté des éléments, pour les batteries et les SC, et non du côté du bus DC.

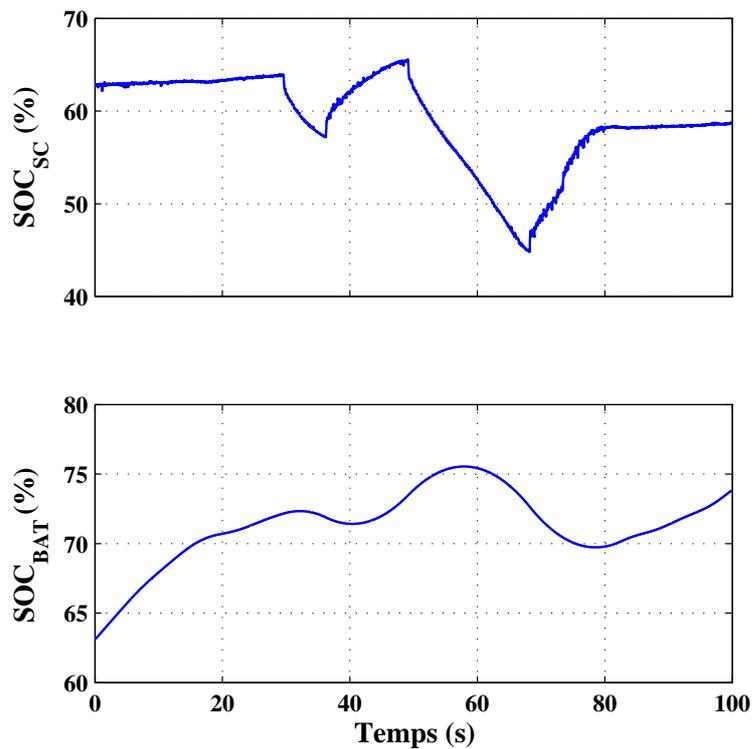


FIGURE 4.5 – Evolutions des niveaux de charges des batteries et des SC

Début du scénario Au début du test, le courant de la charge est constant et le courant produit par le générateur PV est supérieur au courant consommé par la charge. De plus, il présente des variations assez lentes. Dans ces conditions, le niveau de charge des SC étant correct, l'agent SC détient le jeton et assure la régulation de la tension du bus DC. L'agent SC demande également à l'agent batterie d'absorber le surplus de courant qui accepte car le niveau de charge des

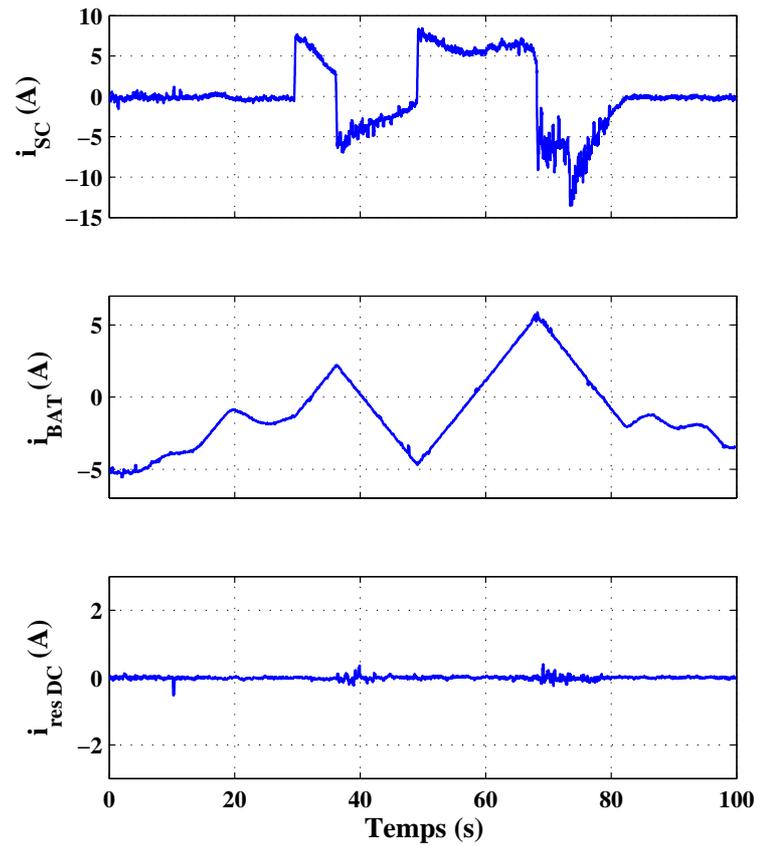


FIGURE 4.6 – Evolution des courants délivrés sur le bus DC par les différents éléments

batteries est également correct. Les fluctuations du surplus de production étant relativement faibles, les batteries absorbent entièrement ce surplus d'énergie et leur niveau de charge augmente. Le courant des SC reste donc quasiment nul.

A $t = 30s$ La charge passe brutalement de 4,6 A à 8,4 A. La consommation est ainsi supérieure à la production du PV. On peut voir que lors de la variation, les SC absorbent le changement brusque et leur niveau de charge diminue. L'agent SC demande maintenant aux batteries de fournir le manque de courant. L'agent batterie accepte mais uniquement en changeant doucement la référence de courant des batteries de manière à éviter un changement brusque. L'agent SC demande également à l'agent réseau de fournir une partie du courant mais, comme nous l'avons vu dans le chapitre précédent, l'agent réseau refuse afin de minimiser l'énergie prélevée sur le réseau. Le courant du réseau reste donc nul et le courant des batteries augmente doucement. Lorsque ce courant devient positif, les batteries commencent à se décharger et leur niveau de charge diminue.

A $t = 36s$ La charge diminue brusquement et nous sommes, de nouveau, dans le cas d'un surplus de production. Une fois de plus les SC absorbent ce changement brusque et leur niveau de charge augmente et le courant des batteries change plus doucement. Le réseau n'intervient toujours pas. Jusqu'à $t = 80s$, la charge présente toujours des variations brusques et le même comportement est observé.

Fin du scénario A $t = 82s$, les batteries absorbent de nouveau entièrement le courant en excès car les variations de ce surplus de production du PV sont lentes, comme au début du scénario. Les SC continuent de contrôler la tension du bus mais, grâce à la collaboration entre l'agent SC et l'agent batterie, les SC ne sont pas sollicitées pour des variations lentes.

Evolution de la tension du bus DC

Au cours de ce scénario, la tension du bus DC évolue selon le relevé présenté figure 4.7.

On peut tout d'abord constater que la tension reste autour de la valeur de référence fixée à 100 V. Des légères variations apparaissent lors des changements rapides de la charge. L'amplitude de ces variations est très faible et représente

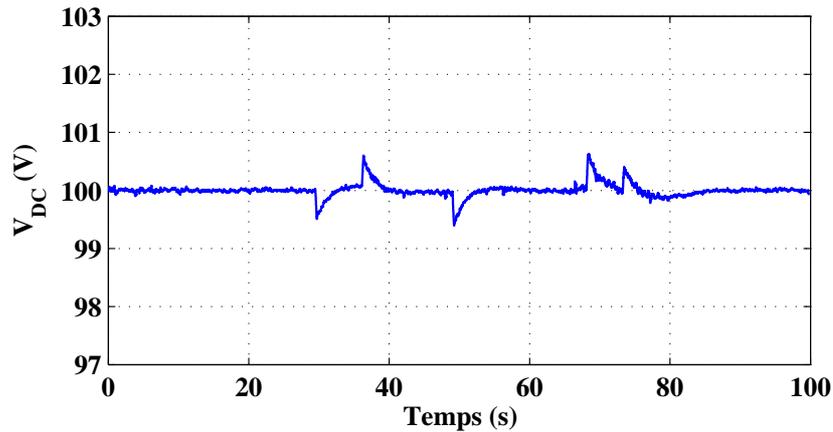


FIGURE 4.7 – Evolution de la tension du bus DC

moins de 0,7 % de la référence (voir figure 4.8). Cela permet donc de vérifier que la charge est toujours alimentée et que tous les éléments connectés sur le bus peuvent fonctionner correctement. D'après ces observations, nous pouvons donc constater que le système fonctionne correctement.

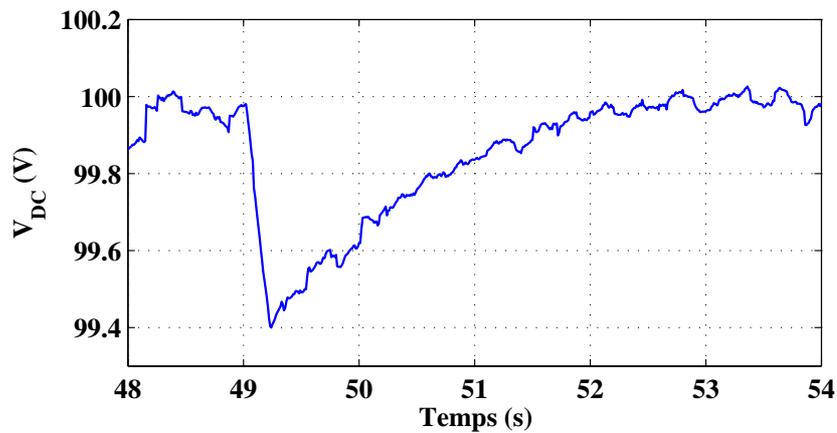


FIGURE 4.8 – Détail de l'évolution de la tension du bus DC

4.2.2 Second scénario : échange du jeton

Le scénario précédent a montré que le système de gestion d'énergie permettait d'obtenir des résultats satisfaisants lorsque l'agent SC détient le jeton de régulation de la tension du bus DC. Cependant, en cas d'un échange de jeton, la tension du bus

reste-t-elle aussi stable qu'en simulation ? Ce scénario présente donc les résultats obtenus lors d'un échange de jeton entre l'agent SC et l'agent réseau.

Description du scénario

Comme dans le scénario précédent, le profil de consommation dépend directement des changements de connections effectués sur le banc de résistances émulant une charge électrique. Cependant, la charge et ces variations sont plus importantes dans ce scénario. En effet, la puissance consommée évolue entre 400 W et 1300 W (voir figure 4.9).

Le puissance produite par le PV est également plus importante et quasiment constante tout au long du scénario (environ 760 W).

Finalement, ce scénario est plus long que le précédent avec une durée de 240 s. Cela permet, avec une consommation importante, de décharger complètement les batteries et les SC et d'observer la réaction du système.

Comportement du système

Dans ce scénario, le niveau de charge des batteries et des SC est représenté à la figure 4.10. Les évolutions des courants du réseau, des SC et des batteries sont représentées sur la figure 4.6. La figure 4.12 permet d'identifier quel élément détient le jeton de contrôle de tension au cours de l'expérimentation.

Début du scénario Au début, le niveau de charge des SC est assez élevé avec une valeur de 97 % et la puissance produite par le PV est plus importante que la puissance consommée. L'agent SC ne peut donc pas détenir le jeton car cela risquerait de surcharger les SC. En revanche, les batteries ont un SOC correct de 70 %. L'agent batterie détient donc le jeton et absorbe seul le surplus de production du PV : le niveau de charge des batteries augmente. Pendant cette phase, la batterie propose le jeton aux éléments ayant une plus grande capacité à le prendre, c'est-à-dire à l'agent SC. La batterie demande également aux éléments ayant une moins grande capacité à prendre le jeton (ici, le réseau) d'absorber le surplus d'énergie. D'après son comportement, l'agent réseau refuse. La batterie absorbe donc seule le surplus de courant et ses variations.

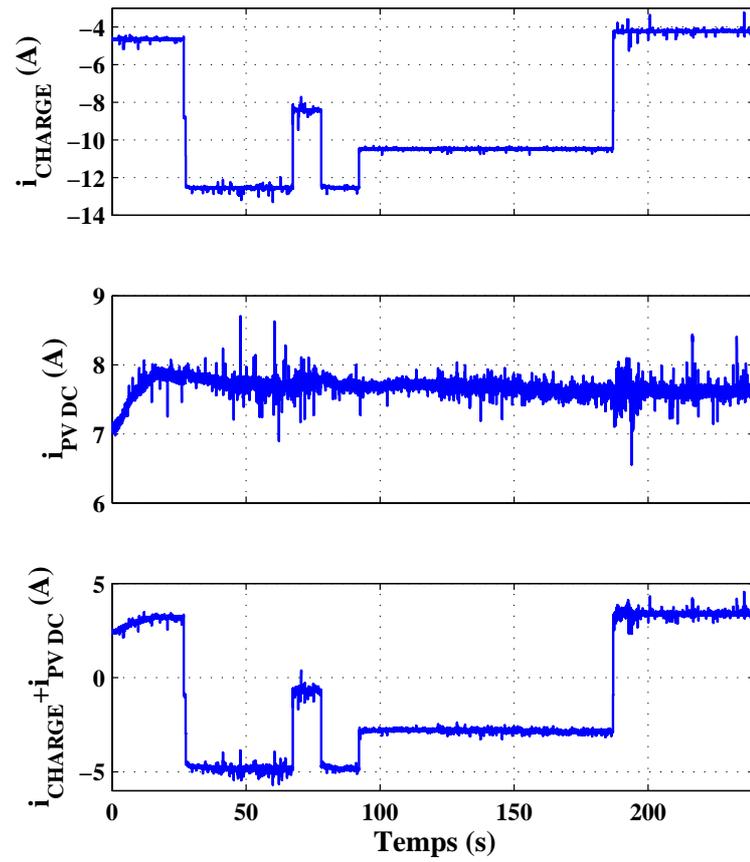


FIGURE 4.9 – Profils de charge et de production PV

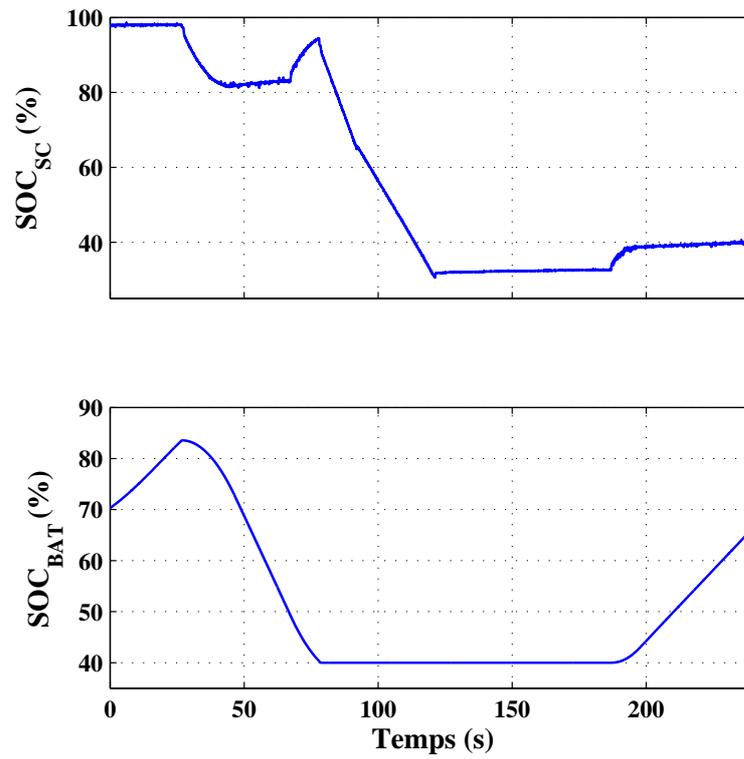


FIGURE 4.10 – Evolutions des niveaux de charges des batteries et des SC

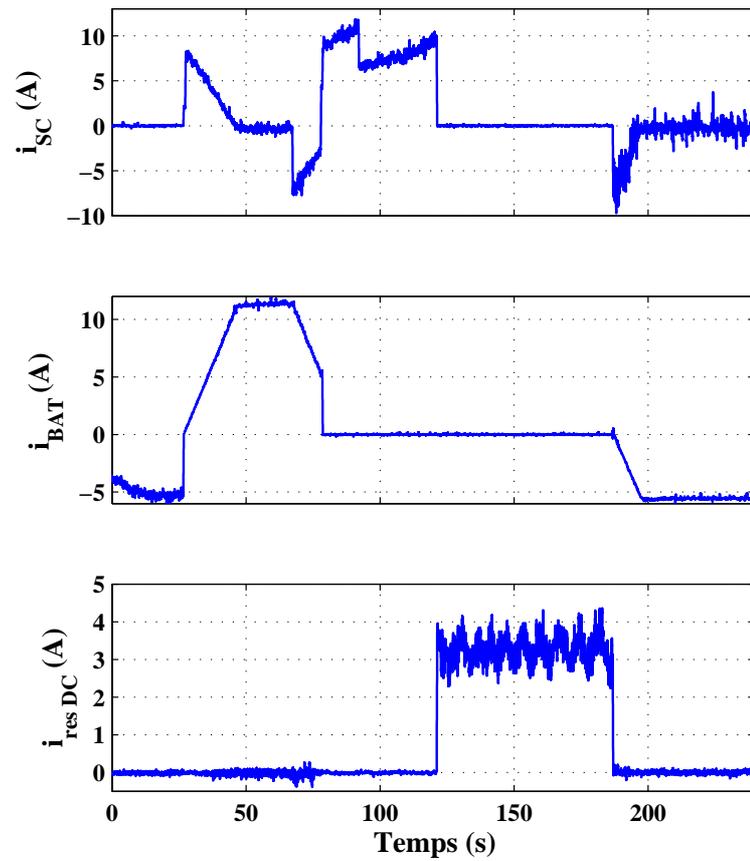


FIGURE 4.11 – Evolution des courants délivrés sur le bus DC par les différents éléments

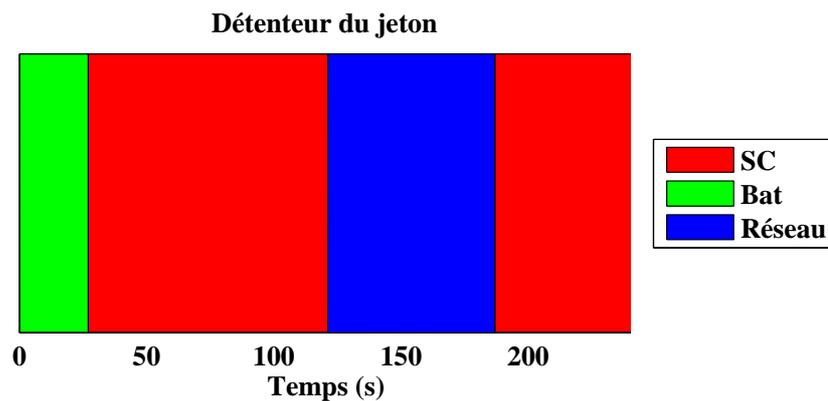


FIGURE 4.12 – Détenteur du jeton de régulation de tension du bus DC

A $t = 26s$ La charge augmente brusquement de 4,5 A à 12,5 A : il y a donc maintenant un manque de puissance. De la même manière qu'avant, l'agent batterie propose le jeton à l'agent SC qui accepte car, même si les SC ont un niveau de charge élevé, elles vont pouvoir désormais fournir ce manque d'énergie et se décharger. Lors du passage du jeton, le courant de référence des batteries devient nul et les SC alimentent seules la charge. Selon les mêmes explications que celles données dans le premier scénario, l'agent batterie va ajuster lentement son courant de référence (sur demande de l'agent SC) pour finir par alimenter seul la charge. Le courant des SC diminue donc lentement jusqu'à s'annuler.

De $t = 50s$ à $t = 70s$ Le comportement du système est le même que celui observé dans le premier scénario : les SC absorbent les variations brusques de la charge et les batteries ajustent plus lentement leur courant.

A $t = 78s$ Les batteries atteignent un niveau de charge critique de 40 %. Afin de préserver les batteries contre les décharges profondes, l'agent batterie refuse maintenant de fournir le courant demandé par l'agent SC. Le courant de référence des batteries est donc fixé à zéro et les SC fournissent seules le manque de courant. Elles se déchargent donc très rapidement.

A $t = 121s$ Les SC atteignent un niveau de charge critique de 30 %. Comme pour l'agent batterie, l'agent SC va chercher à protéger les SC en proposant le jeton à un autre élément. L'agent batterie refusant, seul l'agent réseau l'accepte. Le réseau est supposé ne pas être en défaut. Cependant, il est important de noter que si l'agent réseau n'avait pas accepté le jeton (par exemple, si le réseau était en défaut), il aurait refusé le jeton et le système aurait alors été complètement hors d'usage.

De $t = 121s$ à $t = 187s$ Le réseau alimente seul le manque d'énergie de 3 A. Les batteries et les SC n'interviennent pas durant cette phase. Lorsque l'agent réseau interroge ces éléments pour la prise du jeton, ils le refusent.

Sur la figure 4.11, on peut voir que le courant du réseau au niveau du bus DC présente des ondulations, mais la tension du bus n'est pas perturbée (voir figure 4.13). En réalité, les ondulations observées ne sont pas présentes et sont dues à la

méthode d'estimation utilisée. En effet, ce courant n'est pas directement mesuré, mais déduit à partir des courants de phases du réseau.

De $t = 187s$ à la fin du scénario La charge diminue rapidement à $t = 187s$ et il n'y a maintenant plus un manque mais un surplus d'énergie. L'agent SC accepte donc le jeton proposé par l'agent réseau de manière à pouvoir se charger. Les SC absorbent la variation rapide et, comme auparavant, l'agent batterie ajuste lentement son courant de référence de manière à absorber le surplus d'énergie et à charger les batteries.

Evolution de la tension du bus DC

Au cours de ce scénario, la tension du bus DC évolue selon le relevé présenté figure 4.13.

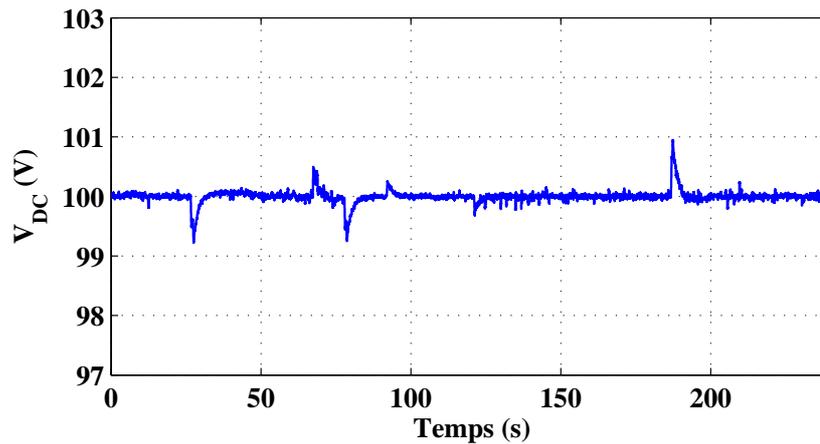


FIGURE 4.13 – Evolution de la tension du bus DC

La même observation qu'avec le premier scénario peut être faite : la tension reste bien autour de la valeur de référence fixée à 100 V. Il y a toujours des variations qui sont dues au changement rapides de charges et leurs amplitudes sont légèrement plus élevées car les variations sont un peu plus importantes. Néanmoins, leurs amplitudes restent inférieures à 1 % de la référence.

Certaines variations sont dues à un autre phénomène : l'échange du jeton, comme par exemple à $t = 121s$ entre l'agent SC et l'agent réseau. Ce changement

d'élément contrôlant la tension du bus DC n'entraîne pas une variation trop importante, comme le prouve la figure 4.8. Cette variation représente moins de 0,3 % de la valeur de référence. D'après ces observations, nous pouvons donc constater qu'un échange de jeton ne perturbe que très légèrement la tension du bus DC et le système peut continuer de fonctionner correctement.

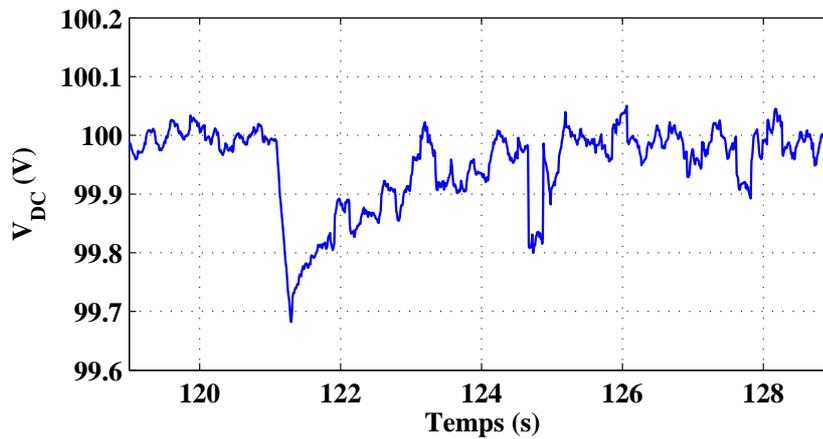


FIGURE 4.14 – Détail de l'évolution de la tension du bus DC lors d'un échange de jeton

4.3 Conclusion

Dans ce chapitre, le système hybride sur lequel les expérimentations ont été effectuées a été présenté. La structure électrique est la même que celle du système simulé dans le chapitre précédent. Le contrôle du système est effectué à l'aide de deux cartes de prototypage rapide dSPACE. L'une est dédiée au contrôle de l'onduleur et l'autre carte gère les autres éléments et contient notamment le programme de gestion d'énergie.

Les résultats ont ensuite été présentés à travers deux scénarios. Un premier scénario s'intéresse au comportement du système lorsqu'il n'y a pas d'échange de jeton. Cela permet d'observer la réaction du système dans des conditions normales de fonctionnement. Le second scénario permet d'évaluer la réaction du système lorsque les niveaux de charge des batteries et des SC atteignent des valeurs extrêmes. Il y a ainsi des échanges de jeton.

Les résultats, dans les deux cas, ont mis en évidence que la solution de gestion d'énergie proposée permet de maintenir une tension constante sur le bus. De plus, lorsque tous les éléments sont en état de fonctionner normalement (c'est-à-dire que les niveaux de charge sont satisfaisants), les éléments sont utilisés de façon à privilégier les atouts de chacun. Ainsi, lors d'une variation rapide de la charge, les SC absorbent cette variation et les batteries fournissent uniquement le courant moyen nécessaire au maintien de la tension du bus. De cette manière, les batteries ne subissent pas les variations rapides de charge. Les expérimentations ont également montré que, comme en simulation, le comportement du système tend à minimiser l'utilisation du réseau. En effet, la programmation de cet agent fait qu'il n'intervient qu'en cas de non disponibilité complète des autres éléments.

Enfin, le principe du jeton de contrôle de tension a également été testé lors du second scénario. Nous avons ainsi montré que, même si la tension du bus DC n'est pas toujours contrôlée par le même élément, elle peut, grâce au principe des agents et de leurs communications, rester stable. En effet, un échange de jeton n'entraîne pas plus de variations de la tension du bus qu'un changement rapide du courant de charge. Les variations observées sont d'ailleurs moins importantes que celles observées en simulation (5 % en simulation contre moins de 1 % en expérimentation). Cela vient probablement du fait que, sur le système réel, la charge évolue moins rapidement qu'en simulation où le courant de charge présente des échelons parfaits.

Conclusion générale

Bilan

Ce mémoire de thèse s'est intéressé aux deux problématiques majeures des systèmes hybrides multi-sources que sont, le dimensionnement optimal et la gestion de l'énergie. Le premier chapitre a tout d'abord défini ces deux problématiques et analysé les solutions qui avaient été proposées auparavant. Les points d'amélioration des précédents travaux ont été soulignés ce qui a permis de cadrer ensuite les améliorations possibles. En particulier pour la gestion de l'énergie, les limites des systèmes de gestion centralisés habituellement utilisés ont été détaillées et l'idée d'une gestion distribuée, basée sur une approche de conception « montante », semble pouvoir améliorer la fiabilité tout en réduisant la complexité de conception.

Ensuite, le chapitre 2 a permis de présenter en détail la solution retenue pour réaliser un dimensionnement optimal, en s'appuyant sur l'exemple d'un système composé d'un générateur photovoltaïque, d'une batterie et d'une pile à combustible. Le principe proposé a été présenté en détaillant les différents composants du principe : modèle de simulation, fonction de coût et algorithme d'optimisation. Le programme développé à partir de ce principe a ensuite été utilisé afin d'observer l'influence des différents paramètres de dimensionnement puis les résultats d'optimisation ont été observés pour différents cas d'études. Il est apparu que le profil de consommation possède une grande influence sur l'optimisation du système. De plus, l'intérêt économique du couplage d'une pile à combustible avec les systèmes photovoltaïques-batteries a été établi. En effet, pour des régions où les variations d'ensoleillement sont très importantes selon les saisons, il est intéressant d'ajouter une PàC afin de permettre une diminution de la capacité des batteries et de la puissance crête du générateur photovoltaïque. Ainsi, dans le cas où la consommation

est majoritairement hivernale, l'ajout d'une PàC convenablement dimensionnée et contrôlée, peut diminuer de 40 % le coût de l'énergie produite par le système.

Les chapitres 3 et 4 ont été dédiés à la problématique de la gestion d'énergie pour les systèmes hybrides. Le chapitre 3 a tout d'abord présenté plus précisément les faiblesses d'un système centralisé de gestion de l'énergie à travers un exemple précis. A partir de ce même exemple, le principe d'un système multi-agents pour la gestion de l'énergie a été décrit. Chaque élément du système est géré séparément par un agent et il possède ainsi une certaine autonomie. Afin de coordonner les actions des différents éléments, les agents peuvent communiquer entre eux en s'échangeant des messages. Sur ce principe, le contrôle de la tension du bus n'est pas assuré en permanence par le même élément. Un jeton virtuel, représentant le contrôle de la tension, est échangé entre les agents. Ainsi, si un élément est en défaut, l'agent associé peut alors proposer ce jeton à un autre élément, et la fiabilité du système est augmentée. Le système multi-agents proposé a finalement été testé en simulation ce qui a permis de valider théoriquement l'approche proposée. En effet, selon deux scénarios, il a été constaté que le système maintenait une tension constante sur le bus tout en gérant chacun des éléments selon leurs propres contraintes. Par exemple, en fonctionnement normal, la batterie ne subit pas de variations brusques de courant ce qui permet d'augmenter sa durée de vie.

Enfin, le chapitre 4 a permis de valider expérimentalement l'approche proposée. Le système, identique à celui simulé dans le chapitre 3, a tout d'abord été présenté. Les résultats obtenus ont permis de valider expérimentalement, pour la première fois, l'utilisation d'un système multi-agents pour la gestion de l'énergie dans un système hybride multi-sources.

Perspectives

Les travaux présentés dans ce mémoire ont permis d'apporter de nouvelles solutions aux deux problématiques abordés. En ce qui concerne le dimensionnement, les principales améliorations pouvant être désormais apportées sont principalement liées à l'enrichissement du modèle. Il serait ainsi possible d'ajouter des éléments tels que des générateurs éoliens, en se basant sur des données de vitesse de vent, ou encore un électrolyseur permettant de produire de l'hydrogène directement sur le site de l'installation. L'intérêt économique d'une telle solution pourrait alors être

analysé. De plus, l'utilisation du programme peut d'ores et déjà être transféré au dimensionnement d'un système constitué d'un générateur photovoltaïque et d'un groupe électrogène. Il pourrait être d'ailleurs très intéressant de comparer le dimensionnement et le coût entre un système composé d'une pile à combustible et d'un composé d'un groupe électrogène fonctionnant au diesel ou encore à partir de biocarburants. Enfin, le développement du programme pourrait également conduire à la création d'une interface plus intuitive et aux tests d'autres cas d'études afin de trouver les limites d'utilisation de cette solution.

Pour la seconde thématique, le principe expliqué dans cette thèse a été développé dans un souci d'application concrète. Ainsi, nous n'avons pas encore amélioré le principe mais le comportement de chacun des agents pourrait être complété afin de prendre en compte plus de contraintes sur chacun des éléments. Par exemple, l'agent réseau utilisé a un comportement très simple. Cependant, le principe de « smart grid » (réseaux intelligents) ou encore de compteurs intelligents, pourrait être introduit dans la conception de l'agent réseau. En effet, l'agent réseau pourrait dialoguer avec une entité de plus haut niveau (le réseau, d'une manière générale) et ainsi adapter son comportement en fonction de sa connaissance du réseau. Si le réseau est prêt à acheter l'électricité à un prix élevé, l'agent réseau peut alors prendre le comportement d'un charge en demandant aux autres éléments de fournir de l'énergie. Au contraire, si le prix est bas, l'agent réseau peut essayer de l'acheter en établissant un « contrat » avec les batteries. Cela pourrait ainsi conduire à l'utilisation du principe d'un réseau contractuel.

Les développements de cette thématique sont donc nombreux mais, à court termes, les principaux devraient être :

- l'utilisation de différents processeurs communiquant par un réseau CAN. Chaque agent est ainsi implanté dans un processeur et cela permettrait de valider complètement l'approche proposée.
- la réalisation de tests expérimentaux lors de l'ajout, le retrait ou la défaillance d'un élément
- l'amélioration du comportement de chacun des agents, en particulier de l'agent réseau.

Production scientifique

Ces travaux ont donné lieu à (voir la liste des publications ci-après) :

- 4 revues internationales à haute audience
- 2 revues nationales
- 1 chapitre de livre
- 3 conférences internationales
- 1 conférence nationale

Ils ont également été récompensés par le second prix de la conférence des Jeunes Chercheurs en Génie Electrique de 2008 (JCGE'08) [38] et par le prix A'DOC de la jeune recherche de Franche-Comté de 2009 [3].

Liste des publications

Revue internationale avec comité de lecture et actes

1. Sizing optimization of a stand-alone street lighting system powered by a hybrid system using fuel cell, PV and battery *Renewable Energy, Volume 34, Issue 3, March 2009, Pages 683-691* Jeremy Lagorse, Damien Paire, Abdellatif Miraoui
2. Energy cost analysis of a solar-hydrogen hybrid energy system for stand-alone applications *International Journal of Hydrogen Energy, Volume 33, Issue 12, June 2008, Pages 2871-2879* Jérémy Lagorse, Marcelo G. Simões, Abdellatif Miraoui, Philippe Costerg
3. A multi-agent system for energy management of distributed power sources *Renewable Energy, Volume 35, Issue 1, January 2010, Pages 174-182* Jeremy Lagorse, Damien Paire, Abdellatif Miraoui
4. A Multi-Agent Fuzzy Logic Based Energy Management of Hybrid Systems *Transactions on Industry Applications. Prochainement publié.* Lagorse, J. ; Simoes, M.G. ; Miraoui, A.

Conférences internationales avec comité de lecture et actes

5. A Multi-Agent Fuzzy Logic Based Energy Management of Hybrid Systems *Industry Applications Society Annual Meeting, 2008. IAS '08. IEEE 5-9 Oct. 2008 Page(s) :1 - 7* Lagorse, J. ; Simoes, M.G. ; Miraoui, A.

6. Optimal Design Analysis of a Stand-Alone Photovoltaic Hybrid System *Industry Applications Society Annual Meeting, 2008. IAS '08. IEEE. 5-9 Oct. 2008* Lagorse, J.; Giurgea, S.; Paire, D.; Cirrincione, M.; Simoes, M.G.; Miraoui, A.;
7. Hybrid Stand-Alone Power Supply using PEMFC, PB and Battery - Modelling and Optimization *International Conference on Clean Electrical Power, 2009. ICCEP'09. IEEE. 9-11 Jun. 2009* Lagorse, J.; Paire, D.; Miraoui, A.

Revue nationale avec comité de lecture et actes

8. Modélisation et dimensionnement optimal d'alimentations électriques autonomes stationnaires multi-sources. *European Journal of Electrical Engineering. Prochainement publié.* Jeremy Lagorse, Damien Paire, Abdellatif Miraoui
9. Système multi-agents pour la gestion d'une alimentation multi-sources décentralisée *European Journal of Electrical Engineering. Prochainement publié.* Jeremy Lagorse, Damien Paire, Abdellatif Miraoui

Conférences nationales avec comité de lecture et actes

10. Modélisation et optimisation d'alimentations électriques autonomes stationnaires multi-sources *Actes du congrès Jeunes Chercheurs en Génie Électrique (JCGE'08), Lyon (Écully), les 17 et 18 décembre 2008* Jeremy Lagorse

Article publié dans un livre

11. Les énergies renouvelables pour l'électrification de sites isolés *Publié pour le Prix A'Doc 2009 de la Jeune Recherche en Franche-Comte, ISBN : 978-2-84867-259-9* Jeremy Lagorse

Annexes

Annexe A

Programme de dimensionnement

Cette partie présente directement le code de chacun des éléments modélisés dans le programme.

A.1 Code source de la batterie

Code A.1 – Fichier en-tête du modèle de la batterie

```
#ifndef DEF_BATTERY
#define DEF_BATTERY
#include <vector.h>

5 // Battery Kinetic Model
class Battery
{
public:
    Battery(); // Constructor
10 void set( double param_delta_t, double param_k, double param_c
        , double param_Qmax, double param_eff_bat_d, double
        param_a1, double param_a2, double param_a3, double
        param_a4, double param_a5 ); // Initialize the constant
        parameters of the battery
    double computeSoC( double P_bat_required ); // When the
        power is negative, the battery is discharging, else, it is
        charging
    double storedEnergy() const; // Give the energy stored in
        the batterie (Q)
    double soC() const; // Give the State of Charge (<=1)
    double lifeAnalysis(vector<double> &soc); // Rainflow
        analysis of the battery soc in order to deduce the
```

```

        battery lifetime
15 private:
    double delta_t; // Simulation step time (in hr)
    double k;       // Rate constant (hr-1)
    double c;       // Capacity ratio (<1)
    double Qmax;    // Total Capacity in Wh
20 double eff_bat_d; // Battery efficiency (<1)
    double Q;       // Total energy stored
    double Q1;      // Energy stored in the "bound" tank
    double Q2;      // Energy stored in the "available" tank
    double Q_previous; // Total energy stored at the previous
        step time
25 double Q1_previous; // Energy stored in the "bound" tank at
        the previous step time
    double Q2_previous; // Energy stored in the "available" at
        the previous step time
    double P_bat_cmax; // Maximum charging power
    double P_bat_dmax; // Maximum discharging power
    double a1, a2, a3, a4, a5; // Fitting constant for the
        shape of the curve presenting the cycles (CF) to failure
        vs the DOD (depth of discharge)
30 }; // End of class "Battery"
#endif

```

Code A.2 – Code de la batterie

```

#include <math.h>
#include <iostream>
#include "Battery.h"

5 using namespace std;

Battery::Battery() // Constructor
{
    set( 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0 ); // All the constant
        parameters are set to 0
10 }

void Battery::set( double param_delta_t, double param_k, double
    param_c, double param_Qmax, double param_eff_bat_d, double
    param_a1, double param_a2, double param_a3, double param_a4,
    double param_a5 ) // Initialize the parameters
{
15     delta_t = param_delta_t;
    k = param_k;

```

```

    c = param_c;
    Qmax = param_Qmax;
    eff_bat_d = param_eff_bat_d;
20  a1 = param_a1;
    a2 = param_a2;
    a3 = param_a3;
    a4 = param_a4;
    a5 = param_a5;
25  Q_previous=Qmax;
    Q1_previous=c*Qmax;
    Q2_previous=Q_previous-Q1_previous;
    Q=Qmax;
    Q1=c*Q;
30  Q2=Q-Q1;
    Q_previous=Q;
    Q1_previous=Q1;
    Q2_previous=Q2;
    k=k/(c*(1-c));
35  computeSoC(0);
}

double Battery::computeSoC( double P_bat_required )
{
40  double P_bat=0; // Battery power effectively delivered
    double P_bat_temp=0; // Charging or discharging power taking
        into account the efficiency
    // Maximum charging power of the battery
    P_bat_cmax=(k*Q1_previous*exp(-k*delta_t)+Q_previous*k*c*(1-
        exp(-k*delta_t)))/(1-exp(-k*delta_t)+c*(k*delta_t-1+exp
        (-k*delta_t)));
    // Maximum discharging power of te battery
45  P_bat_dmax=eff_bat_d*P_bat_cmax;
    // The power is adapted according to the maximum charging/
        discharging power available
    if ((P_bat_required>0) && (P_bat_required>P_bat_cmax))
    { P_bat=P_bat_cmax;}
    else if ((P_bat_required<0) && (P_bat_required<-P_bat_dmax))
50  { P_bat=-P_bat_dmax;}
    else
    { P_bat=P_bat_required;}
    // If the battery is fully charged, the charging power
        remains zero
    if ((Q_previous>=Qmax) && (P_bat_required>0))
55  { P_bat=0;}
    // Effect of the efficiencies
    if (P_bat>0)

```

```

    { P_bat_temp=eff_bat_d*P_bat;}
    else
60  { P_bat_temp=P_bat;}
    Q1=Q1_previous*exp(-k*delta_t)+(Q_previous*k*c+P_bat_temp)
        *(1-exp(-k*delta_t))/k+P_bat_temp*c*(k*delta_t-1+exp(-k*
            delta_t))/k;
    if (Q1<0) {Q1=0;}
    Q2=Q2_previous*exp(-k*delta_t)+Q_previous*(1-c)*(1-exp(-k*
        delta_t))+P_bat_temp*(1-c)*(k*delta_t-1+exp(-k*delta_t))
        /k;
    if (Q2<0) {Q2=0;}
65  Q=Q1+Q2;
    if (Q>Qmax) {Q=Qmax;}
    Q_previous=Q;
    Q1_previous=Q1;
    Q2_previous=Q2;
70  return P_bat;
}

double Battery::storedEnergy() const
{
75  return Q;
}

double Battery::lifeAnalysis(vector<double> &soc)
{
80  int k=0;
    int j=0;
    int output_length;
    double beginning, ending;
    double D=0, R, CF; //D : Damage, R : Depth of discharge, CF
        : Cycles to Failure
85  vector<double> input;
    vector<double> output;
    vector<double> derivative_input;
    // Loading the SOC in the variable "input"
    for (int i=0 ; i<(int)soc.size() ; i++)
90  { input.push_back( soc[i] / Qmax );}
    // The first element of the output is the same as the first
        one of the input
    output.push_back( input[0] );
    // Derivate the input vector
    for (int i=1 ; i<(int)soc.size() ; i++)
95  {derivative_input.push_back( input[i] - input[i-1] );}
    // Simplifying the SOC curve
    for (int i=1;i<(int)soc.size()-1;i++)

```

```

{
  if(((derivative_input[i-1]>0) && (derivative_input[i]<0)
    ) || ((derivative_input[i-1]<0) && (derivative_input
    [i]>0)))
  {
    output.push_back( input[i] );
  }
  else if (derivative_input[i]==0)
  {
    k=i-1;
    while (derivative_input[i]==0)
    {
      i=i+1;
      if ((i+1)>((int)soc.size()-1))
      {
        i=i-1;
        break;
      }
    }
    if(((derivative_input[k]>0) && (derivative_input[i]
      ]<0)) || ((derivative_input[k]<0) && (
      derivative_input[i]>0)))
    {
      output.push_back( input[i] );
    }
  }
}
output.push_back( input[soc.size()-1] );
output_length = output.size();

// RAINFLOW ALGORITHM
vector<double> input1;
input1=output;
k=0;

double half_cycle[output_length][3];
if (input1[1]<input1[0])
{
  for (int i=0;i<output_length;i=i+2)
  {
    if ((i+1)>(output_length-1))
    {
      break;
    }
    beginning=input1[i];
    ending=input1[i+1];
  }
}

```

```

140     j=i+2;
        while(j<(output_length-1))
        {
            if (input1[j]>=beginning)
            {
145                 break;
            }
            j=j+1;
            if ((input1[j]<ending) && (input1[j-1]<beginning
                ))
            {
150                 ending=input1[j];
            }
            j=j+1;
        }
        j=i-1;
155     while(j>0)
        {
            if ((input1[j]>ending) && (input1[j-1]>beginning
                ) && (j==i-1))
            {
160                 ending=input1[j];
                break;
            }
            j=j-2;
        }
        half_cycle[k][0]=beginning;
165     half_cycle[k][1]=ending;
        k=k+1;
    }
}
else
170 {
    for (int i=1 ; i<output_length ; i=i+2)
    {
        if ((i+1)>(output_length-1))
        {
175             break;
        }
        beginning=input1[i];
        ending=input1[i+1];
        j=i+2;
180     while(j<(output_length-1))
        {
            if (input1[j]>=beginning)
            {

```

```

185         break;
        }
        j=j+1;
        if ((input1[j]<ending) && (input1[j-1]<beginning
190         ))
        {
            ending=input1[j];
        }
        j=j+1;
    }
    j=i-1;
    while(j>1)
195    {
        if ((input1[j]>ending) && (input1[j-1]>beginning
            ) && (j==i-1))
        {
            ending=input1[j];
            break;
200        }
        j=j-2;
    }
    half_cycle[k][0]=beginning;
    half_cycle[k][1]=ending;
205    k=k+1;
    }
}
// Counting the half cycles
output_length=k;
210 for (int i=0 ; i<k ; i++)
{
    half_cycle[i][2]=half_cycle[i][0]-half_cycle[i][1];
}
// Application of the miner's rule
215 if (k!=0)
{
    for (int i=0;i<k;i++)
    {
        half_cycle[i][2]=half_cycle[i][0]-half_cycle[i][1];
220    }
    D=0;
    for (int i=0;i<k;i++)
    {
        R=100*half_cycle[i][2];
        CF=a1+a2*exp(a3*R)+a4*exp(a5*R);
225        D=D+1/CF;
    }
}

```

```

    }
    else
230  {
        D=1e-6;
    }
    return(1/D);
}
235
double Battery::soC() const
{
    return Q/Qmax;
}

```

A.2 Code source de la PaC

Code A.3 – Fichier en-tête du modèle de la PaC

```

#ifndef DEF_FUELCELL
#define DEF_FUELCELL

// Fuel Cell System Model
5 class FuelCell
{
public:
    FuelCell(); // Constructor
    void set( double param_nominalPower, double param_eff, double
        param_ltHour, double param_ltStart ); // Initialize the
        parameters
10 void computePower( bool start, double simulationStepTime );
    // simulationStepTime (h)
    double h2Consumption() const; // Give the hydrogen
        consumed (in Wh)
    double nb_Start() const; // Give the number of starts
        undergone by the fuel cell
    double nb_Hours() const; // Give the number of hours the
        fuel was on
    double lifeAnalysis() const; // Give the lifetime of the
        fuel cell (in year)
15 bool isOn() const; // Indicate of the fuel cell is on
    double currentPower() const; // Return the current power
        produced by the fuel cell
    double get_qH2Consumed() const; // Return the quantity of
        hydrogen consumed during the step time (Wh)
private:

```

```

20  double nominalPower; // Nominal power (W)
    double eff; // Fuel Cell efficiency (<1)
    double qH2; // Hydrogen consumed in Wh
    double qH2Consumed; // Quantity of hydrogen consumed during
        the step time (Wh)
    double nbStart; // Number of starts undergone by the fuel
        cell
    double nbHours; // Number of hours the fuel was on
25  double ltHour; // Lifetime in hours
    double ltStart; // Lifetime in number of starts
    double power; // Fuel cell current power
}; // End of class "FuelCell"
#endif

```

Code A.4 – Code de la PàC

```

#include <algorithm>
#include "FuelCell.h"

using namespace std;
5
FuelCell::FuelCell()
{
    set(0,1, 1, 1);
}
10
void FuelCell::set( double param_nominalPower, double param_eff,
    double param_ltHour, double param_ltStart )
{
    nominalPower=param_nominalPower;
    eff=param_eff;
15  ltHour=param_ltHour;
    ltStart=param_ltStart;
    qH2=0;
    nbStart=0;
    nbHours=0;
20  power=0;
}

void FuelCell::computePower( bool start, double
    simulationStepTime )
{
25  if (start) {
        if (power == 0)
            { nbStart++; } // If the FC was off, then increment the
                number of starts
    }
}

```

```
    power = nominalPower;
    qH2Consumed = (nominalPower*simulationStepTime)/eff;
30    qH2 = qH2 + qH2Consumed;
    nbHours=nbHours+simulationStepTime; // Increment the
        number of hours
    }
    else {
35        power = 0;
        qH2Consumed = 0;
    }
}

double FuelCell::h2Consumption() const // Give the hydrogen
40    consumed (in Wh)
{
    return qH2;
}

double FuelCell::nb_Start() const // Give the number of starts
45    undergone by the fuel cell
{
    return nbStart;
}

double FuelCell::nb_Hours() const // Give the number of hours
50    the fuel was on
{
    return nbHours;
}

double FuelCell::lifeAnalysis() const // Give the lifetime of
55    the fuel cell (in year)
{
    return 1 / max( nbHours/ltHour , nbStart/ltStart );
}

bool FuelCell::isOn() const
60 {
    if (power > 0)
    {
        return true;
    }
    else
65 {
        return false;
    }
}
```

```
}  
70 double FuelCell::currentPower() const  
  {  
    return power;  
  }  
75 double FuelCell::get_qH2Consumed() const  
  {  
    return qH2Consumed;  
  }
```


Annexe B

Programmation des agents

B.1 Code de l'agent réseau

Code B.1 – Code de l'agent réseau en utilisant une S-Function

```
double fromOut, toOut, msgOut;
double fromIn, toIn, msgIn;

fromIn = Com_In[0];
5 toIn = Com_In[1];
msgIn = Com_In[2];

fromOut=-100;
toOut=-100;
10 msgOut=-100;

state=stateIn[0];

switch(state)
15 {
  case 1: { // state WITH_TOKEN
    V_Ref[0]=100; // Setting the voltage reference
    I_Ref[0]=0; // Setting the current Ref
    /* If SOC_Bat is below 0.25, the agent ask to another
       element the token */
20 if ( ( ((SOC[0]<0.3) && (Idc[0]<0)) || ((SOC[0]>0.95) && (
    Idc[0]>0)) || (SOC[0]<0.25) && (fromIn==0) && (fromIn!=
    address[0]) ) )
    {
      state=11;
    }
  }
}
```

```

                /* Index is set to zero: index allows to scan the
                yellow pages addresses */
                index=0;
25      break;
            }
            else
            {
                state=131;
30      I_accepted=0;
                index=0;
                break;
            }
        }
35  case 11: { //Ask the elements
        if (index < 10)
        {
            if (YP_address[index]==address[0])
                index++;
40      if ((index > 9) || (YP_address[index]==0))
            {
                state=1;
                break;
            }
45      toOut=YP_address[index];
            msgOut=3;
            state=12;
            break;
        }
50      else
        {
            state=1;
            break;
        }
55  }
        // Free the bus
        case 12: {
            fromOut=0;
            toOut=0;
60      msgOut=0;
            state=13;
            break;
        }
        // Waiting for an answer
65  case 13: {
            /* If there is no answer addressed to this element
            * the watchdog is incremented */

```

```

70  if (toIn!=address[0])
    {
        watchdog++;
        if (watchdog>10)
        {
            watchdog=0;
            index++;
            state=11;
            break;
        }
        break;
    }
80  // If the answer is yes
else if (msgIn==1)
    {
        watchdog=0;
        state=2;
85  V_Ref[0]=0;
        I_Ref[0]=0;
        break;
    }
    /* If the wanswer is not yes it asks the next element */
90  else
    {
        watchdog=0;
        index++;
        state=11;
95  break;
    }
}
case 111:{ //Ask the elements
100  if (index<10)
    {
        if (YP_address[index]==address[0])
            index++;
        if ((index>9) || (YP_address[index]==0))
        {
105  state=1;
            break;
        }
        toOut=YP_address[index];
        msgOut=1000+Idc[0]-I_accepted;
110  state=112;
        break;
    }
else

```

```

115     {
        state=1;
        break;
    }
}
// Free the bus
120 case 112:{
    fromOut=0;
    toOut=0;
    msgOut=0;
    state=113;
125     break;
}
// Waiting for an answer
case 113:{
130     /* If there is no answer addressed to this element
        * the watchdog is incremented */
    if (toIn!=address [0])
    {
        watchdog++;
        if (watchdog>10)
135     {
            watchdog=0;
            index++;
            state=111;
            break;
140     }
        break;
    }
    // If the answer is yes
    else if (msgIn>1500)
145     {
        watchdog=0;
        index++;
        state=111;
        I_accepted=I_accepted+msgIn-2000;
150     break;
    }
    /* If the wanswer is not yes
        * it asks the next element */
    else
155     {
        watchdog=0;
        index++;
        state=111;
        I_accepted=I_accepted+0;

```

```
160     break;
    }
    break;
}
165 case 131: { //Ask the elements
    if (index < 10)
    {
170         while (YP_address[index] >= address[0])
            index++;
        if ((index > 9) || (YP_address[index] == 0))
        {
            index = 0;
            state = 111;
            break;
        }
175         toOut = YP_address[index];
        msgOut = 3;
        state = 132;
        break;
    }
180 else
    {
        index = 0;
        state = 111;
        break;
    }
185 }
// Free the bus
case 132: {
190     fromOut = 0;
    toOut = 0;
    msgOut = 0;
    state = 133;
    break;
}
195 // Waiting for an answer
case 133: {
    /* If there is no answer addressed to this element
       * the watchdog is incremented */
200     if (toIn != address[0])
    {
        watchdog++;
        if (watchdog > 10)
        {
205             watchdog = 0;
            index++;
        }
    }
}
```



```
250     break;
    }
}
else if ((toIn==address[0]) && (msgIn>500))
{
    I_requested=msgIn-1000;
255     state=212;
    addressToAnswer=fromIn; // The address of the sender is
        memorized
    break;
}
else
260 {
    break;
}
}
case 21:{ // Answer: YES
265     toOut=addressToAnswer;
    msgOut=1;
    state=23; // state to free the bus
    break;
}
case 22:{ // Answer: NO
270     toOut=addressToAnswer;
    msgOut=2;
    state=24; // state to free the bus
    break;
}
275 case 23:{ // state to free the bus
    fromOut=0;
    toOut=0;
    msgOut=0;
280     state=1;
    break;
}
case 24:{ // state to free the bus
285     fromOut=0;
    toOut=0;
    msgOut=0;
    state=2;
    break;
}
290 case 211:{ // Answer: YES
    toOut=addressToAnswer;
    if (I_requested>0)
        I_Ref[0]=I_requested;
```

```

295         else
            I_Ref[0]=0;

            msgOut=2000+I_Ref[0];

            state=213; // state to free the bus
300         break;
        }
        case 212:{ // Answer: NO
            I_Ref[0]=0;
            toOut=addressToAnswer;
305         msgOut=2;
            state=214; // state to free the bus
            break;
        }
        case 213:{ // state to free the bus
310         fromOut=0;
            toOut=0;
            msgOut=0;
            state=2;
            break;
315         }
        case 214:{ // state to free the bus
            fromOut=0;
            toOut=0;
            msgOut=0;
320         state=2;
            break;
        }
        default:{
325         state=1;
        }
    }

    if ((fromOut==-100) && (toOut==-100) && (msgOut==-100))
330     {
        Com_Out[0] = 0;
        Com_Out[1] = 0;
        Com_Out[2] = 0;
    }
    else
335     {
        if (fromOut!=0) {fromOut = address[0];}
        Com_Out[0] = fromOut;
        Com_Out[1] = toOut;
        Com_Out[2] = msgOut;
    }

```

```
340 }  
stateOut[0] = state ;
```


Bibliographie

- [1] C. Abbey and G. Joos. Energy management strategies for optimization of energy storage in wind power hybrid system. *PESC Record - IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference*, 2005 :2066 – 2072, 2005.
- [2] Shadi Abras, Stephane Ploix, Sylvie Pesty, and Mireille Jacomino. A multi-agent home automation system for power management. *Lecture Notes in Electrical Engineering*, 15 :59 – 68, 2008.
- [3] Prix A'DOC. <http://adoc.univ-fcomte.fr/>.
- [4] AFH2. *Etude technico-economique prospective sur le cout de l'hydrogene (Memento de l'hydrogene - fiche 10)*. www.afh2.org, 2006.
- [5] A.L. Google met le cap sur le réseau électrique intelligent. *L'Usine Nouvelle*, Novembre 2008.
- [6] Falk Antony, Christian Durschner, and Karl-Heinz Remmers. *Photovoltaics for Professionals : Solar Electric Systems — Marketing, Design and Installation*. Earthscan Ltd, 2007.
- [7] Ioannis S. Baxevanos and Dimitris P. Labridis. Implementing multiagent systems technology for power distribution network control and protection management. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(1) :433 – 442, 2007.
- [8] Mohamed Becherif, Damien Paire, and Abdellatif Miraoui. Energy management of solar panel and battery system with passive control. *Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on*, 1 :14–19, 21-23 May 2007.
- [9] Benjamin Blunier and Abdellatif Miraoui. *Piles à combustible, Principe, modélisation et applications avec exercices et problèmes corrigés*. Technosup. 2007.

- [10] Benjamin Blunier and Abdellatif Miraoui. Simulation en vhdl-ams d'une pile à combustible à membrane échangeuse de protons intégrant la gestion de l'air. *Revue nationale 3EI*, 2008. (à paraître).
- [11] David BOUQUAIN. *Contribution à la modélisation et à l'optimisation des architectures de véhicules hybrides*. PhD thesis, UTBM, 2008.
- [12] F. Brazier, F. Cornelissen, R. Gustavsson, C.M. Jonker, O. Lindeberg, B. Polak, and J. Treur. Agents negotiating for load balancing of electricity use. pages 622 – 629, Amsterdam, Neth, 1998.
- [13] R. Chedid, H. Akiki, and S. Rahman. A decision support technique for the design of hybrid solar-wind power systems. *Energy Conversion, IEEE Transaction on*, 13(1) :76–83, 1998.
- [14] Yaow-Ming Chen, Chien-Hsing Lee, and Hsu-Chin Wu. Calculation of the optimum installation angle for fixed solar-cell panels based on the genetic algorithm and the simulated-annealing method. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20(2) :pp. 467–473, 2005.
- [15] Yaow-Ming Chen and Hsu-Chin Wu. Determination of the solar cell panel installation angle. *Proceedings of the International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, vol. 2 :pp. 549–554, 2001.
- [16] G.J. Dalton, D.A. Lockington, and T.E. Baldock. Case study feasibility analysis of renewable energy supply options for small to medium-sized tourist accommodations. *Renewable Energy*, 34 :1134–1144, 2009.
- [17] Debosmita Das, Reza Esmaili, Longya Xu, and Dave Nichols. An optimal design of a grid connected hybrid wind/photovoltaic/fuel cell system for distributed energy production. volume 2005, pages 2499 – 2504, Raleigh, NC, United States, 2005.
- [18] Degobert, S Kreuawan, and X. Guillaud. Use of super capacitors to reduce the fast fluctuations of power of a hybrid system composed of a photovoltaic and micro turbine. In *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 2006. SPEEDAM 2006.*, pages 1223–1227. IEEE, May 2006.
- [19] A.L. Dimeas and N.D. Hatziargyriou. A mas architecture for microgrids control. volume 2005, pages 402 – 406, Arlington, VA, United States, 2005.

- [20] Stephen D. Downing and Darrell F. Socie. Simple rainflow counting algorithms. *International Journal of Fatigue*, 4(1) :31 – 40, 1982.
- [21] dSPACE. <http://www.dspace.de/>.
- [22] Rodolfo Dufo-Lopez, Jose L. Bernal-Agustin, and Javier Contreras. Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage. *Renewable Energy*, vol. 32 :pp. 1102–1126, June 2007.
- [23] EIA. <http://www.eia.doe.gov/>.
- [24] Thanaa F. El-Shater, Mona N. Eskander, and Mohsen T. El-Hagry. Energy flow and management of a hybrid wind/pv/fuel cell generation system. *International Journal of Sustainable Energy*, 25(2) :91 – 106, 2006.
- [25] Thanaa F. El-Shatter, Mona N. Eskander, and Mohsen T. El-Hagry. Energy flow and management of a hybrid wind/pv/fuel cell generation system. *Energy Conversion and Management*, 47(9-10) :1264 – 1280, 2006.
- [26] W. A. Facinelli. Modeling and simulation of lead-acid batteries for photovoltaic systems. In AIChEETATS-UNIS, editor, *Intersociety energy conversion engineering conference*, pages 1582–1588, 1983.
- [27] Jacques Ferber. *Multi-agent systems : An introduction to distributed artificial intelligence*. Addison-Wesley Professional, 1999.
- [28] Jean-Paul Ferrieux. *Alimentations À Découpage, Convertisseurs À Résonance - Principes, Composants, Modélisation*. Dunod, Juillet 2006.
- [29] FIPA. <http://www.fipa.org/>.
- [30] Janeth G. Gomez-Gualdron and Miguel Velez-Reyes. Simulating a multi-agent based self-reconfigurable electric power distribution system. pages 1 – 7, Troy, NY, United States, 2006.
- [31] S. A. Grady, M. Y. Hussaini, and M. M. Abdullah. Placement of wind turbines using genetic algorithms. *Renewable Energy*, vol. 30 :pp. 259–270, February 2005.
- [32] Pablo Gruer, Vincent Hilaire, Abder Koukam, and Krzysztof Cetnarowicz. A formal framework for multi-agent systems analysis and design. *Expert Systems with Applications*, 23(4) :349–355, November 2002.
- [33] T.T. Ha Pham, F. Wurtz, and S. Bacha. Optimal operation of a pv based multi-source system and energy management for household application. In

- Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, Churchill, VIC, Australia, February 2009. IEEE.
- [34] A. Hajizadeh and M.A. Golkar. Intelligent power management strategy of hybrid distributed generation system. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 29(10) :783 – 95, 2007.
- [35] K. Huang, Dave A. Cartes, and Sanjeev K. Srivastava. A multiagent-based algorithm for ring-structured shipboard power system reconfiguration. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics Part C : Applications and Reviews*, 37(5) :1016 – 1021, 2007.
- [36] ITRON. <http://capabilities.itron.com/eshapes/>, 2007.
- [37] S. Janjai, P. Pankaew, and J. Laksanaboonsong. A model for calculating hourly global solar radiation from satellite data in the tropics. *Applied Energy*, 86(9) :1450–1457, September 2009.
- [38] Conférence JCGE08. <http://www.jcge2008.ec-lyon.fr/webjcge08/>.
- [39] Zhenhua Jiang. Agent-based control framework for distributed energy resources microgrids. pages 646 – 652, Hong Kong, China, 2007.
- [40] T. Kawamura, K. Harada, Y. Ishihara, T. Todaka, T. Oshiro, H. Nakamura, and M. Imataki. Analysis of mpptnext term characteristics in previous term photovoltaic next term power system. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 47(1-4) :155–165, October 1997.
- [41] W.D. Kellogg, M.H. Nehrir, G. Venkataramanan, and V. Gerez. Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, photovoltaic, and hybrid wind/pv systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 13(1) :70 – 75, 1998.
- [42] Christian Kert. L’apport de nouvelles technologies dans l’enfouissement des lignes Électriques À haute et très haute tension. Technical report, ASSEMBLÉE NATIONALE, Décembre 2001.
- [43] Eftichios Koutroulis, Dionissia Kolokotsa, Antonis Potirakis, and Kostas Kalaitzakis. Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms. *Solar Energy*, vol. 80(9) :pp. 1072–1088, 2006.

- [44] Anne Labouret and Michel Viloz. *Energie solaire photovoltaïque*. DUNOD, 2006.
- [45] Jeremy Lagorse, Stefan Giurgea, Damien Paire, Maurizio Cirrincione, Marcelo G. Simoes, and Abdellatif Miraoui. Optimal design analysis of a stand-alone photovoltaic hybrid system. Edmonton, AB, Canada, October 2008. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.
- [46] Jeremy Lagorse, Marcelo G. Simoes, and Abdellatif Miraoui. A multi-agent fuzzy logic based energy management of hybrid systems. Edmonton, AB, Canada, October 2008. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.
- [47] James Larminie and Andrew Dicks. *Fuel Cell Systems Explained*. John Wiley & Sons, 2000.
- [48] Roger Lum, Dilip B. Kotak, and William A. Gruver. Multi-agent coordination of distributed energy systems. volume 3, pages 2584 – 2589, Waikoloa, HI, United States, 2005.
- [49] Alireza Maheri, Siamak Noroozi, and John Vinney. Application of combined analytical/fea coupled aero-structure simulation in design of wind turbine adaptive blades. *Renewable Energy*, 32(12) :2011 – 2018, 2007.
- [50] J. F. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C. T. Avelar, J. G. McGowan, U. Abdulwahid, and K. Wu. *HYBRID2- A hybrid system simulation model - Theory Manual*. National Renewable Energy Laboratory, June 2006.
- [51] James F. Manwell and Jon G. McGowan. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. *Solar Energy*, 50(5) :399 – 405, 1993.
- [52] Gilbert M. Masters. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Wiley-IEEE Press, 2004.
- [53] Jens Matics and Gerhard Krost. Intelligent design of pv based home supply using a versatile simulation tool. *Proceedings of the 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, ISAP'05*, pages 61–66, November 2005.
- [54] M. Matsuiski and T. Endo. Fatigue of metals subjected to varying stress. *Japan Society of Mechanical Engineers*, March 1968.
- [55] S.D.J. McArthur, Euan M. Davidson, Victoria M. Catterson, Aris L. Dimeas, Nikos D. Hatziargyriou, Ferdinanda Ponci, and Toshihisa Funabashi. Multi-

- agent systems for power engineering applications - part i : Concepts, approaches, and technical challenges. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4) :1743 – 1752, 2007.
- [56] Stephen D. J. McArthur, Euan M. Davidson, and Victoria M. Catterson. Building multi-agent systems for power engineering applications. pages 1709218 –, Montreal, QC, Canada, 2006.
- [57] Stephen D.J. McArthur, Euan M. Davidson, Victoria M. Catterson, Aris L. Dimeas, Nikos D. Hatziargyriou, Ferdinanda Ponci, and Toshihisa Funabashi. Multi-agent systems for power engineering applications - part ii : Technologies, standards, and tools for building multi-agent systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4) :1753 – 1759, 2007.
- [58] A. Mefti, A. Adane, and M.Y. Bouroubi. Satellite approach based on cloud cover classification : Estimation of hourly global solar radiation from meteosat images. *Energy Conversion and Management*, 49(4) :652–659, April 2008.
- [59] David Meignan, Olivier Simonin, and Abderrafiâa Koukam. Simulation and evaluation of urban bus-networks using a multiagent approach. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 15(6) :659–671, July 2007.
- [60] M.A. Miner. Cumulative damage in fatigue. *J. of Appl. Mech.*, 67 :A159–A164, 1945.
- [61] M. Muselli, G. Notton, J. L. Canaletti, and A. Louche. Utilization of meteosat satellite-derived radiation data for integration of autonomous photovoltaic solar energy systems in remote areas. *Energy Conversion and Management*, 39(1-2) :1–19, January 1998.
- [62] D.B. Nelson, M.H. Nehrir, and C. Wang. Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/pv/fuel cell power generation systems. *Renewable Energy*, 31(10) :1641 – 1656, 2006.
- [63] E.I. Ortiz-Rivera and Fang Peng. A novel method to estimate the maximum power for a photovoltaic inverter system. In *Proc. IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference PESC 04*, volume 3, pages 2065–2069, 2004.
- [64] E.I. Ortiz-Rivera and F.Z. Peng. Analytical model for a photovoltaic module using the electrical characteristics provided by the manufacturer data sheet. In *Proc. IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference PESC '05*, pages 2087–2091, 2005.

- [65] D. Paire, M. Becherif, and A. Miraoui. Passivity-based control of hybrid sources applied to a traction system. In *Workshop on Hybrid and Solar Vehicles*, Italy, Nov. 2006.
- [66] Pradeep Pant, Karl Schoder, and Ali Feliachi. An integrated electric shipboard power system testbed. pages 438 – 442, Arlington, VA, United States, 2007.
- [67] PHOTOWATT. *PHOTOWATT - 12V - PHOTOVOLTAIC DOUBLE GLASS MODULE - JBOX*. PHOTOWATT.
- [68] Alain Ricaud. Modules photovoltaïques, aspects technico-économiques. *Techniques de l'Ingenieur*, D3941.
- [69] Y Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, and A. Delaille. Energy flow management in grid connected pv systems with storage - a deterministic approach. In *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, Churchill, VIC, Australia, February 2009. IEEE.
- [70] RTE. <http://www.rte-france.com/htm/fr/journalistes/telecharge/dossiers/bilan-rte.pdf>, Mai 2001.
- [71] Sandia-National-Laboratories. Stand-alone photovoltaics systems - a handbook of recommended design practices. Technical report, Sandia National Laboratories, March 1995.
- [72] Lothar M. Schmitt. Theory of genetic algorithms. *Theor. Comput. Sci.*, vol. 259(1-2) :pp. 1–61, 2001.
- [73] Tomonobu Senjyu, Daisuke Hayashi, Naomitsu Urasaki, and Toshihisa Funabashi. Optimum configuration for renewable generating systems in residence using genetic algorithm. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21(2) :pp. 459–466, 2006.
- [74] S.M. Shaahid and M.A. Elhadidy. Economic analysis of hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for residential loads in hot regions—a step to clean future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, In Press, Corrected Proof, 2007.
- [75] A.H. Shahirinia, S.M.M. Tafreshi, A.H. Gastaj, and A.R. Moghaddomjoo. Optimal sizing of hybrid power system using genetic algorithm. *International Conference on Future Power Systems*, November 2005. Netherlands.

- [76] G. N. Tiwari. *Solar Energy : Fundamentals, Design, Modeling and Applications*. CRC Press, 2002.
- [77] Leon M. Tolbert, Hairong Qi, and Fang Z. Peng. Scalable multi-agent system for real-time electric power management. volume 3, pages 1676 – 1679, Vancouver, BC, Canada, 2001.
- [78] S. Wakao and K. Nakao. Reduction of fuel consumption in pv/diesel hybrid power generation system by dynamic programming combined with genetic algorithm. In *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference*, volume 2, pages 2335–2338, 2006.
- [79] Stuart R. Wenham, Martin A. Green, M. E. Watt, and Richard Corkish. *Applied photovoltaics*. Earthscan, 2 edition, 2007.
- [80] M. Wooldridge. Agent-based software engineering. *IEE Proceedings : Software*, 144(1) :26 – 37, 1997.
- [81] F. Ygge and H. Akkermans. Power load management as a computational market. pages 393 – 400, Kyoto, Japan, 1996.