

Contributions à l'intégration des énergies renouvelables et du stockage d'énergie dans les réseaux et micro-réseaux électriques

par

Robin Roche

en vue de l'obtention de l'Habilitation à Diriger des Recherches
à l'École Doctorale Sciences pour l'Ingénieur et Microtechnique
de l'Université Bourgogne Franche-Comté

Soutenance : Le 9 décembre 2019 à Sevenans

Préparée à : Université de Technologie de Belfort-Montbéliard
Institut FEMTO-ST
Fédération de Recherche FCLAB

Jury provisoire :	Seddik Bacha	Université Grenoble Alpes, Rapporteur
	Michel Benne	Université de la Réunion, Examineur
	Damien Ernst	Université de Liège, Examineur
	Bruno François	Université de Lille, Rapporteur
	Daniel Hissel	Université Bourgogne Franche-Comté, Examineur
	Manuela Sechilariu	Université de Technologie de Compiègne, Rapporteur
	Abdelilah Slaoui	CNRS, Examineur
	Siddharth Suryanarayanan	Colorado State University, Examineur

Résumé

Alors que le changement climatique s'accélère et ses conséquences sont de plus en plus visibles, les énergies renouvelables constituent l'une des solutions pour réduire le recours aux énergies fossiles responsables, entre autres, d'émissions et de pollutions. L'intégration de des nouvelles formes d'énergie dans les réseaux électriques pose toutefois un certain nombre de défis, liés en particulier à l'intermittence et la variabilité de leur production. Ce document résume mon parcours de recherche et d'encadrement scientifiques depuis le début de ma thèse. Ce parcours, accompagné de co-encadrements de thèses, projets et collaborations nationales et internationales, m'a permis de contribuer à la levée de certains défis.

Un premier axe de contributions concerne la gestion de l'énergie, étudiée sous plusieurs aspects. Dans un premier temps, nous nous sommes intéressés à l'intégration du photovoltaïque, du stockage et de la gestion de la demande au sein des réseaux de distribution résidentiels. Des outils tels que les systèmes multi-agents, les techniques d'optimisation ou encore le calcul haute performance ont été mises en œuvre. Un second sujet concerne l'utilisation des techniques de commande passive pour la gestion d'un micro-réseau électrique combinant production renouvelable et stockage hybride (batteries et hydrogène), les résultats étant validés à la fois en simulation, and *hardware-in-the-loop*, et en *power hardware-in-the-loop*. Enfin, dans un troisième temps, nous avons travaillé sur la gestion d'un réseau de micro-réseaux électriques à l'aide de systèmes multi-agents, afin de leur permettre de s'échanger de l'énergie et se secourir en cas de besoin.

Un second axe concerne le dimensionnement de micro-réseaux électriques et multi-énergies (électricité, gaz, chaleur, froid, hydrogène). Une approche d'optimisation à deux niveaux imbriqués est utilisée de façon à prendre en compte l'impact de la stratégie de gestion de l'énergie sur le dimensionnement des composants, en particulier pour le stockage. Des algorithmes déterministes et stochastiques permettent d'étudier l'évolution des résultats en fonction de différents paramètres ainsi que de la formulation du problème.

Un troisième et dernier axe traite des harmoniques de rangs très élevés, de 2 à 150 kHz, appelées supraharmoniques. L'accent est ici mis sur la mesure et l'analyse de ces perturbations résultant notamment de l'introduction de convertisseurs statiques pour les énergies renouvelables et le stockage. Un système de mesure précis et fiable est conçu, caractérisé et validé à travers deux campagnes de mesure sur un réseau résidentiel dédié. Une analyse détaillée des données permet ensuite de mieux comprendre comment les supraharmoniques sont émises et se propagent.

En guise de conclusion, un résumé des contributions principales est réalisé et suivi d'une analyse du positionnement des travaux dans la communauté scientifique. Enfin, plusieurs axes de travaux futurs sont décrits, notamment au sujet de l'intégration de l'hydrogène au sein des réseaux.

Mots-clés : énergies renouvelables, stockage de l'énergie, production décentralisée, hydrogène, micro-réseau, réseau résidentiel, systèmes multi-énergies, gestion de l'énergie, dimensionnement, commande passive, optimisation, systèmes multi-agents, calcul haute performance, *power hardware-in-the-loop*, co-simulation, supraharmoniques, système de mesure.

Remerciements

Si la préparation de ce document vient en quelque sorte conclure une première partie de ma carrière, ils sont le fruit de mes interactions avec un grand nombre de personnes, qui m'ont apporté et continuent à m'apporter beaucoup. J'espère pouvoir également contribuer à leurs projets professionnels et personnels en retour.

Tout d'abord, je souhaite remercier les rapporteurs, Mme Manuela Sechilariu et MM. Seddik Bacha et Bruno François, pour avoir accepté d'évaluer ce travail et d'y consacrer du temps. De même, je remercie l'ensemble des membres du jury, MM. Michel Benne, Damien Ernst, Abdelilah Slaoui et Siddharth Suryanarayanan, de m'avoir fait l'honneur d'accepter d'y participer.

Vient ensuite M. Daniel Hissel, qui a accepté de m'accompagner dans la préparation de cette dernière qualification universitaire. Ses conseils avisés m'ont été d'une aide précieuse pour la rédaction du document, tout comme ceux prodigués fréquemment depuis mon intégration à FEMTO-ST. Ses qualités scientifiques, stratégiques, managériales et humaines en font un mentor exceptionnel.

Un autre mentor que je souhaite tout particulièrement remercier est M. Siddharth Suryanarayanan, avec lequel je collabore depuis 2012. Son intégrité, son accessibilité, sa curiosité et sa rigueur en font un autre modèle, dont les conseils me servent de repères dans mon parcours d'enseignant-chercheur. De plus, nos discussions franches et constructives, qu'elles soient scientifiques ou non, donnent régulièrement lieu à de nouvelles idées qui permettent à chaque fois de renforcer notre collaboration.

Mes plus grands remerciements vont ensuite à mes doctorants et stagiaires, sans qui la plupart des travaux décrits dans ce document n'auraient tout simplement pas pu être réalisés : M. Berk Celik, M. Feng Yang, M. Bei Li, Mme Jin Wei, Mme Suyao Kong, et M. Deepak Amaripadath. À leur contact, j'ai pu apprendre à guider le travail de chercheurs débutants, tout en m'initiant au management, dans ses aspects agréables comme dans ceux qui le sont moins. Je leur souhaite d'atteindre leurs objectifs professionnels et personnels, quels qu'ils soient, et espère que les années passées à préparer leur thèse auront pu y contribuer.

À ces personnes viennent également s'ajouter :

- Les post-doctorants avec lesquels j'ai pu travailler dans le cadre de projets collaboratifs, MM. Berk Celik et Raffaele Petrone, et dont les contributions ont permis des avancées majeures dans nos tâches.
- Les directeurs des thèses listées précédemment, MM. Abdellatif Miraoui, Abder Koukam, Mickaël Hilaiet, et Fei Gao, pour m'avoir permis de participer à leur encadrement.
- La direction de FEMTO-ST, et en particulier MM. Laurent Larger, François Lanzetta (département Énergie) et Daniel Hissel (équipe SHARPAC), pour avoir grandement contribué à notre excellente intégration au sein du laboratoire et m'avoir fait confiance rapidement.
- Le personnel technique et administratif de l'UTBM, de FEMTO-ST et de FCLAB, sans qui toutes nos activités ne seraient également pas possibles, et en particulier Mmes Laurence Mary et Sophie Granon, et MM. Bruno Riccio et Xavier François.
- L'ensemble des collègues que je côtoie chaque jour ou presque, dont notamment MM. Damien Paire, Alexandre Ravey, Fei Gao, Daniel Hissel, Samir Jemei, Mickaël Hilaiet,

Arnaud Gaillard, David Bouquain, et Mme Béatrice Bouriot. Grâce à vous, nos discussions et travaux communs se font dans un environnement agréable et constructif.

- L'ensemble des collègues d'autres universités et laboratoires, français comme étrangers, que je côtoie moins fréquemment mais que je prends toujours plaisir à rencontrer, par exemple au sein du GdR SEEDS, du CNU ou de projets partenariaux.

Enfin, mes derniers remerciements, et non des moindres, vont à ma famille. À ma femme et mon fils, pour m'avoir toujours encouragé et avoir accepté des sacrifices au cours des dernières années, alors que je n'ai pas toujours été aussi disponible que nécessaire. À mes parents pour m'avoir fait confiance très tôt, et m'avoir laissé une grande liberté dans la réalisation de mes choix.

Robin Roche
Belfort, septembre 2019

Table des matières

Résumé	iii
Remerciements	v
Acronymes	ix
Liste des figures	xi
Liste des tableaux	xix
1 Curriculum vitæ	1
1.1 Formation	1
1.2 Expériences professionnelles	3
1.3 Activités d'enseignement.	3
1.4 Encadrement de doctorants et stagiaires	6
1.5 Liste des publications	7
1.6 Financements et projets	14
1.7 Responsabilités et activités liées à la recherche	15
1.8 Autres responsabilités et activités	20
2 Intégration des énergies renouvelables et du stockage d'énergie	21
2.1 Contexte général	21
2.2 Production et stockage d'énergie décentralisés	22
2.3 Les réseaux et micro-réseaux intelligents.	27
2.4 Défis à relever	32
2.5 Structure du document	34
3 Gestion de l'énergie dans les réseaux et micro-réseaux	35
3.1 Gestion de l'énergie	35
3.2 Coordination centralisée et décentralisée des ressources résidentielles	36
3.3 Contrôle de micro-réseaux basé sur la commande passive	48
3.4 Coordination entre micro-réseaux	56
3.5 Conclusion	60
4 Dimensionnement de micro-réseaux	61
4.1 Dimensionnement de systèmes électriques.	61

4.2	Principe de l'optimisation bi-niveaux.	63
4.3	Application à un micro-réseau électrique isolé	64
4.4	Application à des micro-réseaux multi-énergies	66
4.5	Conclusion sur ces travaux	69
5	Mesure et analyse de supraharmoniques	73
5.1	Définition, sources et impacts	73
5.2	Conception d'un système de mesure	74
5.3	Mesures sur un réseau de distribution	76
5.4	Analyse du rôle des différents facteurs	77
5.5	Conception d'une plateforme de calibration.	79
5.6	Conclusion	81
6	Conclusion et perspectives	83
6.1	Résumé des travaux et activités.	83
6.2	Projet de recherche	89
	Annexes	99
A	Travaux sur la supervision de batteries à l'aide d'agents	99
A.1	Rôle du système de gestion de batteries	99
A.2	Architecture reconfigurable proposée	100
A.3	Méthodes de gestion proposées.	101
A.4	Conclusion sur ces travaux	103
	Bibliographie	105

Acronymes

BMS	<i>Battery management system</i>
FEMTO-ST	Franche-Comté Electronique Mécanique Thermique et Optique – Sciences et Technologies
FFT	Fast Fourier transform
HIL	<i>Hardware in-the-loop</i>
IRTES	Institut de Recherche sur les Transports, l'Énergie et la Société
PEM	<i>Proton exchange membrane</i>
PHIL	<i>Power hardware in-the-loop</i>
PV	Photovoltaïque
SMA	Système multi-agents
SOFC	<i>Solid oxide fuel cell</i>
STFT	Short-time Fourier transform
TIC	Technologies de l'information et de la communication
TRL	<i>Technology readiness level</i>
UBFC	Université Bourgogne Franche-Comté
UTBM	Université de Technologie de Belfort-Montbéliard
UV	Unité de valeur

Liste des figures

1.1	Courbes de charge avant (<i>baseline</i>) et après (<i>actual use</i>) application de la méthode d'effacement diffus proposée dans ma thèse. Cette méthode visait à réduire la charge nette sous une valeur donnée (<i>threshold</i>) pendant une durée donnée, symbolisée par les lignes verticales en tirets.	2
2.1	Évolution de la consommation d'énergie, des émissions de CO ₂ et de l'anomalie de température moyenne depuis 1990. (a) Consommation mondiale d'énergie en millions de tonnes équivalent pétrole [1]. (b) Émissions mondiales de CO ₂ liées à la combustion de ressources fossiles en millions de tonnes [1]. (c) Anomalie de température moyenne par rapport à la moyenne de 1901 à 2000 [17].	22
2.2	Comparaison des émissions de CO ₂ de différentes sources d'énergie sur leur cycle de vie [179]. Les énergies fossiles émettent jusqu'à 400 fois plus que les énergies renouvelables ou le nucléaire.	23
2.3	Évolution du coût et de la capacité renouvelable installée. (a) Coût actualisé de l'énergie éolienne et PV [36]. (b) Capacité renouvelable totale installée [2]. La décroissance exponentielle des prix s'accompagne d'une augmentation rapide de la capacité installée.	24
2.4	Évolution de l'ensoleillement reçu sur 3 jours par un pyranomètre équipant la station météorologique située sur le toit du bâtiment FCLAB. On peut observer des variations d'ensoleillement très rapides liées aux mouvements des nuages, ainsi que des périodes sans ensoleillement lors des nuits.	24
2.5	Principales technologies de stockage d'énergie [7]. Si de nombreuses technologies existent, seul le pompage-turbinage est massivement utilisé aujourd'hui. Les batteries concentrent l'essentiel des efforts de recherche et développement, suivies de l'hydrogène.	25
2.6	Comparaison en énergie et puissance des principaux moyens de stockage existants pour des applications stationnaires. La durée de décharge fournit une approximation de l'énergie fournie à une puissance donnée [164].	26
2.7	Les principales catégories de technologies correspondant au concept de réseau intelligent [170]. Ces technologies ont des applications allant de la production à la consommation, en passant par le transport et la distribution.	28
2.8	Schéma de principe résumant les principaux changements introduits par les réseaux intelligents, avec un focus sur le côté distribution. Les éléments les plus marquants sont l'introduction du renouvelable et du stockage ainsi que des TIC jusqu'aux consommateurs.	30

2.9	Exemple d'architecture de micro-réseau basé entièrement sur des énergies renouvelables. Les traits noirs continus représentent des flux d'électricité, alors que les traits rouges pointillés représentent les flux d'information. Le stockage hydrogène combine un électrolyseur, des réservoirs de stockage ainsi qu'une pile à combustible. FC : <i>fuel cell</i>	30
2.10	Motivations pour l'utilisation de micro-réseaux du point de vue de différents types d'acteurs [124]. Des différences importantes existent suivant les types d'acteurs considérés.	31
2.11	Résumé des principaux défis liés aux micro-réseaux [10]. On peut noter que les défis sont non seulement techniques mais également économiques et réglementaires. Les technologies de production renouvelable et de stockage ne sont pas citées directement dans la figure, mais la plupart des défis sont liés à leur intégration.	33
3.1	Principales couches d'un système de contrôle d'un réseau électrique [42]. Les couches inférieures sont très rapides, et gèrent les composants de façon décentralisée. Les couches supérieures sont plus lentes et s'intéressent prioritairement au système dans son ensemble, et en particulier à la gestion de l'énergie.	36
3.2	Schéma de principe d'un agent [147]. Un agent est capable de percevoir son environnement grâce à des capteurs, de raisonner à partir de ces informations, de prendre des décisions et de les mettre en œuvre à partir d'actionneurs de différents types. Les perceptions et actions peuvent également correspondre à des messages échangés avec d'autres agents.	38
3.3	Composants considérés dans une maison intelligente dans la thèse de Berk Celik. Chaque maison intelligente est équipée de charges, dont certaines sont pilotables, et peut également disposer de panneaux PV et d'une batterie. Un compteur communicant (SM : <i>smart meter</i>) assure la communication avec le fournisseur d'électricité et l'agrégateur.	39
3.4	Principe de fonctionnement de la co-simulation mise en œuvre dans la thèse de Berk Celik. JADE est utilisé pour modéliser la partie communication de chaque maison, et MATLAB pour modéliser le comportement physique du système. Les deux logiciels sont interfacés sur différents ports TCP/IP.	40
3.5	Profil de charge nette d'un quartier dans la thèse de Berk Celik. Ce profil correspond à la différence entre la consommation des différentes charges et la production PV locale, d'où des périodes où le total est négatif.	41
3.6	Tarif dynamique résultant du profil de charge précédent dans la thèse de Berk Celik. La base du tarif est fixée en fonction des heures, et une partie dynamique dont la valeur dépend de la charge nette locale vient s'y ajouter.	42
3.7	Interactions entre agents des maisons intelligentes et de l'agrégateur dans la thèse de Berk Celik. Les variables P correspondent à des puissances, Q et λ à des prix, et C à un coût. L'exposant n correspond à une valeur nette d'une maison, a au périmètre du quartier, et s à ce qui est vendu.	42
3.8	Interactions entre maisons intelligentes, fournisseur d'électricité (<i>utility</i>), agrégateur et marché spot dans la thèse de Berk Celik. Les maisons peuvent choisir d'acheter leur électricité à leur fournisseur habituel ou à l'agrégateur. Ce dernier vend de la capacité de réduction de charge sur le marché spot.	45

3.9	Approche combinant les techniques OpenMP et MPI pour la résolution du problème d'optimisation (intitulé SGRA) dans la thèse de Berk Celik. Une double parallélisation est réalisée, puisque l'approche OpenMP permet une parallélisation des charges alors que l'approche MPI permet une parallélisation des différents jours de simulation.	46
3.10	Profit total de l'agrégateur sur 7 jours pour différents niveaux de pénétration PV dans la thèse de Berk Celik. On observe que le profit diminue avec le taux de pénétration du PV puisque la charge nette est réduite, de même que sa flexibilité et donc le profit potentiel.	47
3.11	Profils de charge avant et après optimisation. (a) et (b) le 25 novembre (jour peu ensoleillé), et (c) et (d) le 7 juillet (jour très ensoleillé). SGRA correspond au problème de planification étudié. ESS-I et ESS-II correspondent aux deux méthodes de contrôle de la batterie. On observe clairement l'impact de l'intégration du PV sur le profil de charge nette, ainsi que la réduction du pic de demande grâce à la planification des charges.	47
3.12	Fonction de saturation du courant des supercondensateurs dans la thèse de Suyao Kong. L'idée est de limiter le courant de charge et de décharge en fonction de la tension, qui est une image de l'état de charge des supercondensateurs. . .	50
3.13	Résultats de simulation et expérimentaux pour le système hybride la thèse de Suyao Kong. On observe que les supercondensateurs permettent bien d'absorber les variations rapides de la charge tout en contribuant à stabiliser la tension du bus.	51
3.14	Structure du micro-réseau étudié dans la thèse de Suyao Kong. Le système comporte de la production PV, du stockage sous forme de batterie et hydrogène, ainsi qu'une charge. L'ensemble est contrôlé par un système de gestion de l'énergie à court terme basé sur la commande passive.	52
3.15	Résultats de simulation pour le micro-réseau de la thèse de Suyao Kong. On observe que les variations de production PV sont absorbées par les moyens de stockage, chacun avec sa dynamique propre, sans entraîner d'instabilité du bus DC.	53
3.16	Schéma de principe de l'implémentation HIL du contrôleur dans la thèse de Suyao Kong. La commande passive est intégrée sur la carte FPGA et l'acquisition des mesures et la mise en œuvre des commandes sont réalisées par un système dSPACE. Le terme <i>hardware</i> se réfère ici à la carte électronique physique utilisée, et non aux composants de puissance.	54
3.17	Photographie annotée du banc de test de micro-réseau utilisé dans la thèse de Suyao Kong. Les panneaux PV sont installés à l'extérieur du bâtiment. Les autres composants sont soit visibles, soit émulés, en particulier pour la partie hydrogène. 55	55
3.18	Vue de mesures lors d'un test du micro-réseau utilisé dans la thèse de Suyao Kong. La supervision du système est assurée à l'aide du logiciel ControlDesk qui permet de visualiser différentes grandeurs en temps réel mais également de contrôler les différents composants.	55
3.19	Exemple de réseau de micro-réseaux, basé sur un système IEEE à 13 nœuds, dans la thèse de Jin Wei. Chaque micro-réseau est symbolisé par l'acronyme MG. 56	56

3.20 Exemple d'actions et échanges de messages entre un demandeur (agent 3) et un répondeur (agent 2) dans les travaux de Jin Wei. L'agent demandeur formule une demande aux autres agents et, à partir de leurs réponses, leur demande d'implémenter un programme d'action.	58
3.21 Capture d'écran du logiciel de simulation en Python développé dans la thèse de Jin Wei. Le logiciel permet de créer un réseau de micro-réseaux à l'aide d'une interface graphique, en spécifiant les connexions entre micro-réseaux et les composants présents à chacun d'entre eux.	59
3.22 Exemple d'interactions entre un agent demandeur (à gauche) et 2 agents réponders (au centre et à droite) dans la thèse de Jin Wei. Par rapport à l'approche précédente, une méthode en deux temps est utilisée, où la zone de participation est d'abord identifiée puis un <i>dispatching</i> est ensuite réalisé.	60
4.1 Principe de dimensionnement optimal entre coût d'investissement et coût de fonctionnement dans la thèse de Bei Li. Un système sous-dimensionné aura tendance à avoir un coût de fonctionnement (et de non-fiabilité) élevé à l'inverse d'un système sur-dimensionné dont le coût d'investissement initial sera élevé. Un optimum existe dans la plupart des cas et permet de minimiser le coût total du système sur le cycle de vie.	62
4.2 Principe de dimensionnement et gestion de l'énergie imbriqués d'après la thèse de Bei Li. La couche supérieure est celle du dimensionnement, alors que la couche inférieure réalise la gestion de l'énergie pour chaque solution candidate de dimensionnement du système.	63
4.3 Structure du micro-réseau électrique étudié dans la thèse de Bei Li. L'ensemble des composants électriques sont connectés à un bus DC. Un stockage hybride combinant batteries et hydrogène (électrolyseur, réservoirs de stockage et pile à combustible) est utilisé.	64
4.4 Règles de gestion de l'énergie utilisées dans le test de comparaison dans la thèse de Bei Li. Le principe général est d'utiliser la batterie en premier et l'hydrogène ensuite. En cas de surplus de production renouvelable, celle-ci est limitée, et en cas de déficit de puissance, la demande est réduite.	66
4.5 Résultats de la simulation horaire à base de règles dans la thèse de Bei Li. L'état de charge (SOC) de la batterie change fréquemment, alors que le niveau d'hydrogène (LOH) évolue plus lentement, comme on pouvait s'y attendre. L'effacement est principalement utilisé en hiver, lorsque la demande est forte, et la réduction de production solaire en été lorsqu'elle excède largement les besoins. Ces résultats sont ceux obtenus à partir des données moyennées, et avant ajustement de la capacité du réservoir d'hydrogène.	68
4.6 Structure du micro-réseau multi-énergie étudié dans la thèse de Bei Li. Par rapport au système précédent, les besoins en chaleur, en froid et en hydrogène sont considérés. Pour cela, plusieurs composants sont ajoutés, dont notamment un stockage thermique.	68

4.7	Résultats de la gestion de l'énergie horaire au cours d'une journée dans la thèse de Bei Li. La première figure, à gauche, présente les résultats pour l'énergie électrique, la seconde, à droite, ceux pour la chaleur et la troisième, au centre, ceux pour le froid. Les courbes « Power » correspondent à la charge moins la production renouvelable fatale. Les courbes charge et décharge correspondent aux moyens de stockage, tandis que l'acronyme AHC correspond à un système de refroidissement.	69
4.8	Architecture du réseau multi-énergies à 13 nœuds étudié dans la thèse de Bei Li. À chaque nœud, des installations électriques, gazières et de chaleur sont présentes. Les différents nœuds sont interconnectés par des lignes de distribution pour chaque énergie.	70
4.9	Résultats de la gestion de l'énergie horaire pour le micro-réseau MG3 du réseau à 30 nœuds, au cours d'une journée, dans la thèse de Bei Li. La première figure, à gauche, présente les résultats pour l'énergie électrique, la seconde, à droite, ceux pour la chaleur et la troisième, au centre, ceux pour le gaz. FC représente une pile à combustible, CHP un moyen de cogénération à partir de gaz comme une turbine, ELE un électrolyseur, ETH un moyen de production de chaleur à partir d'électricité, et GTH un moyen de production de chaleur à partir de gaz. . .	71
5.1	Tracés temporel et fréquentiel de la sortie du capteur de courant en présence d'un onduleur PV et d'un chargeur de véhicule électrique dans la thèse de Deepak Amaripadath. On observe deux principaux pics d'harmoniques de courant à un peu plus de 10 kHz.	75
5.2	Schéma de principe du système de mesure conçu et utilisé dans la thèse de Deepak Amaripadath. Au total, 4 voies sont utilisées : 2 pour la tension, et 2 pour le courant. Des filtres sont utilisés pour séparer le signal fondamental des supraharmoniques.	76
5.3	Schéma de la plateforme Concept Grid d'EDF R&D sur laquelle les mesures ont été effectuées [131]. Les maisons représentées dans le coin supérieur droit sont équipées de charges résidentielles (pompe à chaleur, réfrigérateur, etc.), de panneaux PV ou encore d'un chargeur de véhicule électrique.	78
5.4	Architecture simplifiée du système de test et localisation des points de mesure. HP désigne une pompe à chaleur, WM une machine à laver, R un réfrigérateur, EVC un chargeur de véhicule électrique, PVI _R un onduleur PV résidentiel et PVI _I un onduleur PV industriel. MP ₁ et MP ₂ sont les deux points de mesure.	78
5.5	Résultats de l'analyse ANOVA pour les différents facteurs considérés dans la thèse de Deepak Amaripadath. Les résultats sont visibles pour la tension et le courant, ainsi que pour plusieurs bandes de fréquences. Les effets individuels et les interactions sont étudiés. Une case rouge indique un facteur très significatif, une case jaune un facteur significatif, et une case blanche des facteurs non-significatifs.	79
5.6	Schéma de principe de la plateforme de calibration dans la thèse de Deepak Amaripadath. Cette plateforme permet non seulement de réaliser l'acquisition de signaux mais également de les rejouer, tout en permettant une supervision du système à travers une interface LabVIEW.	80

5.7	Interface sous LabVIEW de la plateforme de calibration dans la thèse de Deepak Amaripadath. La partie gauche permet de paramétrer l'acquisition des mesures ainsi que les signaux générés, alors que la partie droite permet de visualiser ce qui est généré et mesuré.	80
6.1	Structure du démonstrateur du projet H2020 HAEOLUS, cherchant à valoriser la production éolienne à travers le vecteur hydrogène. La production éolienne ne pouvant être envoyée sur le réseau du fait de sa congestion est utilisée pour produire de l'hydrogène, qui peut être ensuite consommé pour diverses applications ou pour alimenter des charges locales via une pile à combustible.	86
6.2	Intégration de l'hydrogène produit à partir de sources renouvelables avec les infrastructures d'électriques et gazières. Comme on le verra plus loin, il est également possible de faire le lien avec la chaleur. Source : https://www.nrel.gov/hydrogen/renewable-electrolysis.html	90
6.3	Évolution de la taille des électrolyseurs installés au cours du temps [25]. On remarque une forte augmentation au cours des dernières années, en particulier pour les technologies PEM.	91
6.4	Techniques et applications de prévision de production PV [128]. En fonction des applications considérées, des techniques et des horizons de prévision différents sont utilisés.	92
6.5	Diagramme résumant les principales techniques de modélisation des incertitudes [148]. Les approches probabilistes (ou stochastiques) et d'optimisation robuste sont les plus couramment utilisées. IGDT : <i>information gap decision theory</i>	93
6.6	Structure du système étudié dans le cadre du projet ANR RECIF. L'excès de production renouvelable est soit stocké dans une batterie, soit utilisé pour produire de l'hydrogène. Une pile à combustible peut ensuite produire de l'électricité et sa chaleur peut être récupérée pour faire du froid via un procédé thermo-chimique. Une pompe à chaleur peut également générer du froid lorsque nécessaire.	95
6.7	Carte mondiale des populations sans accès à l'électricité en 2016. La plupart des populations concernées sont situées en Afrique, dans le sous-continent indien, en Asie du Sud-Est et en Amérique du Sud. Source : https://www.iea.org/energyaccess/database/	96
A.1	Structure typique d'un BMS dans la thèse de Feng Yang. Grâce à des mesures, le BMS assure plusieurs fonctions dont la protection de la batterie, l'équilibrage des cellules ou encore la communication avec le système de gestion.	100
A.2	Interrupteurs permettant de reconfigurer les connexions d'une cellule dans un <i>pack</i> , dans la thèse de Feng Yang. La figure montre 3 cellules, chacune équipée de 4 interrupteurs, représentés par la lettre S, et contrôlés par un agent. En fonction de l'état de chaque interrupteur, la cellule peut être connectée en série ou en parallèle, ou même déconnectée du <i>pack</i> . Les interrupteurs sont ici tous représentés ouverts pour faciliter la lecture de la figure.	101
A.3	Machine d'état permettant la reconfiguration du <i>pack</i> en cas de cellule en défaut dans la thèse de Feng Yang. La stratégie suivie dépend non seulement de l'état de la cellule, mais également de sa position dans le <i>pack</i> ainsi que du nombre de cellules disponibles.	102

-
- A.4 Exemple de résultat de reconfiguration d'un *pack* de cellules après la panne de 3 cellules dans la thèse de Feng Yang. Les cellules en défaut sont marquées d'une croix rouge, sont isolées et remplacées par des cellules de réserve disponibles. 103

Liste des tableaux

1.1	Résumé des enseignements réalisés depuis septembre 2013, par type et par UV.	5
2.1	Principaux types de marchés de l'électricité en Europe de l'ouest, avec leur horizon de fonctionnement avant livraison et leur rôle. Malgré des différences entre pays, la situation tend à s'harmoniser.	32
5.1	Facteurs pris en compte pour les mesures et états possibles dans la thèse de Deepak Amaripadath. Ces facteurs permettent ensuite de déterminer l'ensemble des tests à réaliser.	77

Curriculum vitæ

M. Robin ROCHE
Nationalité française, 34 ans
Adresse professionnelle : UTBM 90010 Belfort Cedex
Téléphone : +33 (0)3 84 58 34 79
Email : robin.roche@utbm.fr

1.1. Formation

Doctorat en Génie Électrique — Novembre 2009 à décembre 2012
Université de Technologie de Belfort-Montbéliard (UTBM), Belfort, France
Ecole Doctorale Sciences Pour l'Ingénieur et Microtechniques (SPIM)
Thèse préparée au Laboratoire Systèmes et Transports (SeT, EA 3317), devenu Institut de Recherche sur les Transports, l'Énergie et la Société (IRTES, EA7274) en 2012.

Titre : « Algorithmes et architectures multi-agents pour la gestion de l'énergie dans les réseaux électriques intelligents. Application aux centrales à turbines à gaz et à l'effacement diffus résidentiel ».

La thèse était dirigée par :

- M. Abdellatif Miraoui : Directeur de la thèse, Professeur des Universités (PU), laboratoire IRTES, UTBM, section CNU 63,
- M. Benjamin Blunier : Co-encadrant¹, Maître de Conférences des Universités (MCU), laboratoire IRTES, UTBM, section CNU 63,
- M. Lhassane Idoumghar : Co-encadrant, MCU, Laboratoire de Mathématiques, Informatique et Applications (LMIA), Université de Haute Alsace, section CNU 27,
- M. Siddharth Suryanarayanan : Co-encadrant, Assistant Professor, Advanced Power Engineering Laboratory, Colorado State University, États-Unis.

Soutenance le 7 décembre 2012 à Belfort, avec les membres du jury suivants :

1. Benjamin Blunier est décédé en février 2012.

- M. Mohamed Benbouzid : Président, PU, Laboratoire Brestois de Mécanique et des Systèmes (LBMS), IUT de Brest, section CNU 63,
- M. Nouredine Hadjsaid : Rapporteur, PU, Grenoble Electrical Engineering Laboratory (G2Elab), Institut National Polytechnique de Grenoble, section CNU 63,
- M. Stéphane Ploix : Rapporteur, PU, laboratoire Sciences pour la Conception, l'Optimisation et la Production (G-SCOP), Institut National Polytechnique de Grenoble, section CNU 61,
- M. Marcelo Simões : Examineur, Associate Professor, Advanced Control of Energy and Power Systems Center, Colorado School of Mines, États-Unis,
- M. Abderrafiaa Koukam : Examineur, PU, laboratoire IRTES, UTBM, section CNU 27,
- M. Emmanuel Kerrand : membre invité, Docteur, General Electric.

Mes travaux de thèse portaient sur l'application des systèmes multi-agents pour la gestion de l'énergie dans les réseaux électriques et les centrales de production d'énergie. Un premier volet concernait la gestion de la production d'électricité par des centrales à turbines à gaz, en collaboration avec l'entreprise General Electric. L'objectif était de concevoir un système de gestion permettant à la fois flexibilité, afin de s'adapter à diverses configurations, et efficacité, en minimisant les coûts de fonctionnement ainsi que les émissions de plusieurs gaz à effet de serre. La solution proposée combinait un système multi-agents avec des algorithmes d'optimisation, l'ensemble étant implémenté en Java à l'aide du *framework* JADE.

Un second volet, débuté en 2012 à travers une collaboration avec Colorado State University aux États-Unis, traitait de la gestion d'un ensemble de maisons dites intelligentes en permettant le pilotage de leur charges (électroménager, véhicule électrique) en présence de production photovoltaïque. L'utilisation, là aussi, des systèmes multi-agents sous JADE permettait de coordonner le fonctionnement de plusieurs milliers de maisons afin de réduire temporairement la demande agrégée en fonction des contraintes du réseau. Cette technique d'effacement diffus permettait ainsi de réduire les pics de consommation (Fig. 1.1), tout en évitant le recours à des centrales de pointe chères et polluantes ou à des investissements lourds en infrastructures. Comme on le verra plus loin, la thèse de Berk Celik a permis d'aller plus loin sur ce sujet.

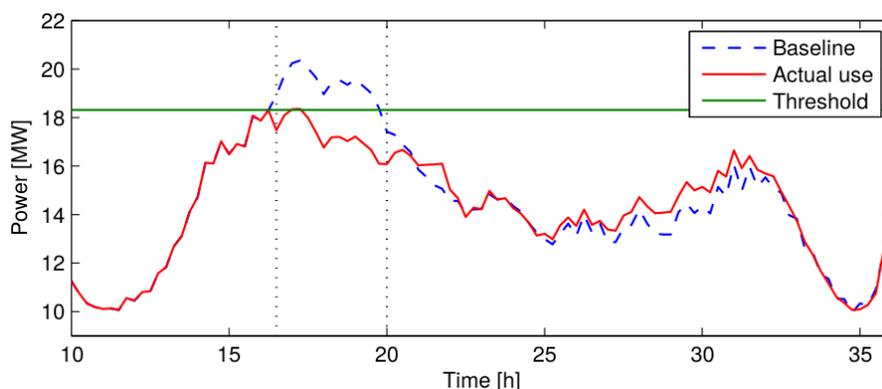


Figure 1.1 – Courbes de charge avant (*baseline*) et après (*actual use*) application de la méthode d'effacement diffus proposée dans ma thèse. Cette méthode visait à réduire la charge nette sous une valeur donnée (*threshold*) pendant une durée donnée, symbolisée par les lignes verticales en tirets.

Diplôme d'Ingénieur en Génie Électrique — Septembre 2004 à août 2009

UTBM, Belfort, France

Cycle ingénieur de 2006 à 2009 et cycle préparatoire intégré de 2004 à 2006.

Semestre d'échange universitaire à KAIST, Corée du Sud, de février à mai 2008.

Double mineur en Stratégies d'innovation et Carrières à l'international.

1.2. Expériences professionnelles

Maître de Conférences (titulaire, section CNU 63) – Depuis septembre 2013

Université Bourgogne Franche-Comté (UBFC), UTBM, Belfort, France

- Rattaché au pôle Énergie et Informatique
- Enseignements dans les formations d'ingénieur en Énergie et Génie Électrique
- Activités de recherche au sein des laboratoires :
 - FEMTO-ST (UMR CNRS 6174), département Énergie, équipe SHARPAC depuis 2016,
 - FCLAB (fédération de recherche CNRS 3539) depuis 2016,
 - IRTES (EA 7274) de 2013 à 2016², laboratoire SeT, équipe Commande et Conversion de l'Énergie (CCE).

Ingénieur chercheur contractuel — Novembre 2009 à août 2013

UTBM, Belfort, France, au laboratoire IRTES

Financement par la Fondation UTBM et sur fonds propres du laboratoire

Travaux de recherche sur les réseaux électriques intelligents et l'application des systèmes multi-agents. Chef de projet pour un projet collaboratif avec General Electric. Participation à la recherche de financements (ANR, ADEME, région Franche-Comté), à la création de partenariats industriels, et à la communication de l'équipe.

Enseignant vacataire — Mars 2010 à août 2013

UTBM, Belfort, France, au Département Énergie et Environnement

Enseignements de génie électrique en formation d'ingénieur.

Chercheur invité — Février à mai 2012 et juillet 2013

Colorado State University, Fort Collins, Colorado, États-Unis

Travaux de recherche sur la gestion de la demande résidentielle.

Ingénieur R&D (stage) — Février à août 2009

AUDI AG, Ingolstadt, Allemagne

Développement d'algorithmes de détermination de l'état-de-charge pour batteries lithium-ion.

Ingénieur R&D (stage) — Septembre 2007 à février 2008

TRUMPF Maschinen AG, Baar, Suisse

Étude de faisabilité d'un système de récupération de chaleur pour machines-outils laser.

1.3. Activités d'enseignement

Depuis ma prise de poste en septembre 2013, j'ai participé aux enseignements de cours, travaux dirigés (TD) et travaux pratiques (TP) dans plusieurs unités de valeur (UV) dans le domaine du génie électrique au sens large. Un résumé des heures réalisées par type d'enseignement et UV est visible dans le tableau 1.1. Sauf indication contraire, tous les enseignements listés ont été effectués au sein des formations d'ingénieur en Énergie (statut étudiant) et Génie électrique (statut apprenti) de l'UTBM. Les modules dont j'assumais ou assume actuellement la responsabilité sont également précisés. Les étudiants étant libres de choisir les modules qu'ils souhaitent suivre, le nombre d'étudiants peut parfois fortement varier d'une année à l'autre, ce qui impacte le nombre de groupes de TD et TP, et donc le nombre d'heures correspondant.

2. Suite à la dissolution de l'IRTES en 2016, j'ai rejoint l'institut FEMTO-ST avec l'ensemble de l'équipe CCE.

Année	Intitulé ³	Cours	TD	TP
2013-2014	Marchés de l'énergie (responsable)	22	18	28
	Automatique en génie électrique 2 (responsable)	14	10	24
	<i>Renewable energy : principle and technology</i>	4		
	Politique mondiale de l'énergie (responsable)	12		42
	Encadrement de projets étudiants		72	
	Suivi de stages		26	
	Responsabilité des relations internationales		36	
	Entretiens d'admission		5	
Total annuel		339 HETD		
2014-2015	<i>Power system analysis and control</i> (responsable)	12	2	6
	Marchés de l'énergie (responsable)	24	24	36
	Stockage de l'énergie	4	3	
	Encadrement de projets étudiants		24	
	Suivi de stages et apprentis		40	
	Responsabilité des relations internationales		36	
	Cours à l'école doctorale SPIM	3		
	Entretiens d'admission		4	
Total annuel		239,5 HETD		
2015-2016	<i>Power system analysis and control</i> (responsable)	20		30
	<i>Electricity economics and markets</i> (responsable)	24		33
	Stockage de l'énergie	4	12	
	Encadrement de projets étudiants		20	
	Suivi de stages et apprentis		49	
	Responsabilité des relations internationales		36	
	Cours à l'école doctorale SPIM	2		
	Entretiens d'admission		4	
Total annuel		259 HETD		
2016-2017	<i>Power system analysis and control</i> (responsable)	20		54
	<i>Electricity economics and markets</i> (responsable)	24		66
	Encadrement de projets étudiants		36	
	Suivi de stages et apprentis		42	
	Cours à l'école doctorale SPIM	7		
	Formation courte en entreprise	7		
	Entretiens d'admission		2	
	Total annuel		287 HETD	

3. Les modules enseignés en anglais ont leur intitulé dans cette langue.

2017-2018	<i>Power system analysis and control</i> (responsable)	18		27
	<i>Energy economics</i> (responsable)	24		69
	Encadrement de projets étudiants		32	
	Suivi de stages et apprentis		38	
	Cours à l'école doctorale SPIM	5		
	Entretiens d'admission		4	
Total annuel		240,5 HETD		
2018-2019	<i>Power system analysis and control</i> (responsable)	20		60
	<i>Energy economics</i> (responsable)	22		69
	Encadrement de projets étudiants		12	
	Suivi de stages et apprentis (estimation)		40	
	Cours à l'école doctorale SPIM	3.5		
	Cours en master UBFC GREEM (<i>smart grid</i> , responsable)	12	10.5	6
Total annuel (estimation)		279,75 HETD		

Tableau 1.1 – Résumé des enseignements réalisés depuis septembre 2013, par type et par UV.

Comme l'indique le tableau 1.1, la plupart des mes heures d'enseignement sont consacrées à deux UV que j'ai créées ou recréées, sur l'analyse et le contrôle des réseaux de distribution et de transport, ainsi que sur les marchés de l'électricité. Pour celles-ci, j'ai dans la plupart des cas conçu et réalisé moi-même les supports de cours, TD, TP et projets. Cette proximité avec mes activités de recherche de me permet d'enrichir mes enseignements avec des cas plus concrets et une meilleure vue d'ensemble du sujet et de ses tendances. Depuis 2014, j'interviens dans un cours de l'école doctorale SPIM sur les systèmes hybrides, en particulier sur les micro-réseaux et l'intégration des énergies renouvelables. Depuis 2019, j'interviens également dans le cadre du master GREEM (Control for Green Mechatronics) de l'UBFC, sur la thématique des réseaux intelligents (*smart grids*). Ces activités me permettent de valoriser mes activités de recherche directement auprès des étudiants en niveau master et doctorat. Si l'on observe une augmentation récente des heures effectuées, cela n'est plus le cas aujourd'hui puisque je n'assure plus d'enseignements dans l'UV *Energy economics* à partir de cette année, de façon à dégager suffisamment de temps pour mes activités de recherche.

On peut également noter que j'ai assuré la responsabilité des relations internationales pour le département Énergie de l'UTBM (environ 400 étudiants, depuis intégré au pôle Énergie et informatique) pendant 3 ans, de 2013 à 2016. Cette tâche, pour laquelle le référentiel UTBM accorde 36 HETD, consistait à gérer les aspects pédagogiques (choix de modules, équivalences, etc.) des départs d'étudiants à l'étranger ainsi que l'accueil d'étudiants étrangers en échange. Ceci représentait un volume d'environ 50 étudiants par an.

1.4. Encadrement de doctorants et stagiaires

À ce jour, j'ai participé à l'encadrement des 3 thèses soutenues suivantes, pour lesquelles les dates de soutenance ainsi que les taux d'encadrement sont précisés :

1. **M. Bei Li** — Octobre 2015 à septembre 2018
Thèse UBFC en Génie Électrique soutenue le 24 septembre 2018 à Belfort
Préparée à l'IRTES puis à FEMTO-ST, et financée par le China Scholarship Council
Encadrée par Abdellatif Miraoui (10%, directeur de la thèse), Robin Roche (60%) et Damien Paire (30%)
Titre : « Sizing and operation of multi-energy hydrogen-based microgrids ».
2. **M. Berk Celik** — Octobre 2014 à septembre 2017
Thèse UBFC en Génie Électrique soutenue le 29 septembre 2017 à Belfort
Préparée à l'IRTES puis à FEMTO-ST, et financée sur contrat doctoral UTBM
Encadrée par Abdellatif Miraoui (10%, directeur de la thèse), Robin Roche (60%) et David Bouquain (30%)
Titre : « Coordination mechanisms for smart homes electric energy management through distributed resource scheduling with demand response programs ».
3. **M. Feng Yang** — Décembre 2013 à avril 2017
Thèse UBFC en Informatique soutenue le 3 avril 2017 à Belfort
Préparée à l'IRTES puis au Laboratoire Électronique, Informatique et Image (LE2I), et financée par le China Scholarship Council
Encadrée par Abderrafiaa Koukam (20%, directeur de la thèse), Robin Roche (40%) et Franck Gechter (40%)
Titre : « An agent-based approach to battery management system with balancing and fault tolerance capabilities ».

Actuellement, je participe à l'encadrement des 3 thèses en cours suivantes, pour lesquelles les mêmes informations sont données :

1. **M. Deepak Amaripadath** — Depuis novembre 2016 (soutenance prévue le 22 novembre 2019)
Thèse UBFC en Génie Électrique, financée par le projet H2020 ITN MEAN4SG
Encadrée par Fei Gao (directeur de la thèse, 30%), Robin Roche (30%) et Daniela Istrate (40%, au Laboratoire National de Métrologie et d'Essais (LNE))
Travail sur la mesure et l'analyse des supraharmoniques dans les réseaux de distribution, dans le cadre du projet MEAN4SG.
2. **Mme Suyao Kong** — Depuis octobre 2016
Thèse UBFC en Génie Électrique, financée par le China Scholarship Council
Encadrée par Mickaël Hilaret (directeur de la thèse, 50%) et Robin Roche (50%)
Travail sur la commande passive d'un micro-réseau alimentant un datacenter, en lien avec le projet ANR DATAZERO.
3. **Mme Jin Wei** — Depuis octobre 2015 (soutenance prévue le 12 décembre 2019)
Thèse UBFC en Informatique, financée par le China Scholarship Council
Encadrée par Abderrafiaa Koukam (30%, directeur de la thèse), Robin Roche (40%) et Fabrice Lauri (40%)
Travail sur la résilience et la gestion coordonnée d'un réseau de micro-réseaux.

Les travaux réalisés et contributions de chacune de ces thèses sont décrits plus en détails dans les chapitres suivants. Enfin, j'ai participé à l'encadrement du stage ingénieur suivant :

1. **Mme Suyao Kong** — Février à juillet 2016

Stage de fin d'études d'ingénieure UTBM, réalisé à FEMTO-ST

Encadrement par Robin Roche (50%) et Arnaud Gaillard (50%)

Travail sur la gestion de l'énergie dans un micro-réseau dans le cadre du projet ANR DATAZERO.

1.5. Liste des publications

L'ensemble des travaux réalisés au cours de mon parcours scientifique jusqu'au jour de rédaction de ce document ont fait l'objet de publications scientifiques. Ces dernières sont listées ci-après et classées par type de publication.

1.5.1. Brevet

- [BR1] M. Daggag, R. Roche, L. Idoumghar, B. Blunier, A. Miraoui, and A. Koukam, « System and method for controlling an electrical energy production installation », French, WO/2012/143424, Oct. 2012. [Online]. Available: <http://patentscope.wipo.int/search/en/WO2012143424>

1.5.2. Revues internationales à comité de lecture

Comme le montre la liste ci-dessous, l'ensemble de mes publications dans des revues internationales sont réalisées dans des revues d'éditeurs reconnus. Les *impact factors* de Clarivate (Journal Citation Reports⁴) pour 2019 sont indiqués l'ensemble des revues.

- [ACL1] J.-M. Pierson, S. Caux, B. Celik, G. D. Costa, L. Grange, M. Haddad, J. Lecuivre, J.-M. Nicod, L. Philippe, V. Rehn-Sonigo, R. Roche, G. Rostirolla, A. Sayah, P. Stolf, M.-T. Thi, and C. Varnier, « DATAZERO: DATAcenter with Zero Emission and ROBust management using renewable energy », *IEEE Access*, vol. 7, pp. 103 209–103 230, 1 Dec. 2019, impact factor: 4.0 (2019). DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2930368
- [ACL2] B. Celik, S. Suryanarayanan, R. Roche, and T. M. Hansen, « Quantifying the Impact of Solar Photovoltaic and Energy Storage Assets on the Performance of a Residential Energy Aggregator », *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 1–1, 2019, early access, impact factor: 7.6 (2019). DOI: 10.1109/TSTE.2019.2892603
- [ACL3] B. Li, R. Roche, D. Paire, and A. Miraoui, « A price decision approach for multiple multi-energy-supply microgrids considering demand response », *Energy*, vol. 167, pp. 117–135, Jan. 2019, impact factor: 5.5 (2019), ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2018.10.189
- [ACL4] B. Celik, R. Roche, D. Bouquain, and A. Miraoui, « Decentralized neighborhood energy management with coordinated smart home energy sharing », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6387–6397, Nov. 2018, impact factor: 10.4 (2019). DOI: 10.1109/tsg.2017.2710358

4. Voir <https://clarivate.com/products/journal-citation-reports/>.

- [ACL5] B. Li, R. Roche, D. Paire, and A. Miraoui, « Coordinated scheduling of a gas/electricity/heat supply network considering temporal-spatial electric vehicle demands », *Electric Power Systems Research*, vol. 163, pp. 382–395, Oct. 2018, impact factor: 3.0 (2019). DOI: 10.1016/j.epsr.2018.07.014
- [ACL6] B. Li, R. Roche, D. Paire, and A. Miraoui, « Optimal sizing of distributed generation in gas/electricity/heat supply networks », *Energy*, vol. 151, pp. 675–688, May 2018, impact factor: 5.5 (2019). DOI: 10.1016/j.energy.2018.03.080
- [ACL7] B. Celik, R. Roche, S. Suryanarayanan, D. Bouquain, and A. Miraoui, « Electric energy management in residential areas through coordination of multiple smart homes », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 260–275, Dec. 2017, impact factor: 10.5 (2019). DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.118
- [ACL8] B. Li, R. Roche, D. Paire, and A. Miraoui, « Sizing of a stand-alone microgrid considering electric power, cooling/heating, hydrogen loads and hydrogen storage degradation », *Applied Energy*, vol. 205, pp. 1244–1259, Nov. 2017, impact factor: 8.4 (2019). DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.08.142
- [ACL9] B. Li, R. Roche, and A. Miraoui, « Microgrid sizing with combined evolutionary algorithm and MILP unit commitment », *Applied Energy*, vol. 188, pp. 547–562, Feb. 2017, impact factor: 8.4 (2019). DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.038
- [ACL10] T. M. Hansen, R. Roche, S. Suryanarayanan, A. A. Maciejewski, and H. J. Siegel, « Heuristic Optimization for an Aggregator-Based Resource Allocation in the Smart Grid », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1785–1794, Jul. 2015, impact factor: 10.4 (2019). DOI: 10.1109/tsg.2015.2399359
- [ACL11] P. Massonnat, F. Gao, R. Roche, D. Paire, D. Bouquain, and A. Miraoui, « Multiphysical, multidimensional real-time PEM fuel cell modeling for embedded applications », *Energy Conversion and Management*, vol. 88, pp. 554–564, Dec. 2014, impact factor: 7.8 (2019). DOI: 10.1016/j.enconman.2014.08.062
- [ACL12] A. Zipperer, P. A. Aloise-Young, S. Suryanarayanan, R. Roche, L. Earle, D. Christensen, P. Bauleo, and D. Zimmerle, « Electric Energy Management in the Smart Home: Perspectives on Enabling Technologies and Consumer Behavior », *Proceedings of the IEEE*, vol. 101, no. 11, pp. 2397–2408, Nov. 2013, impact factor: 10.6 (2019). DOI: 10.1109/jproc.2013.2270172
- [ACL13] L. Idoumghar, N. Chérin, P. Siarry, R. Roche, and A. Miraoui, « Hybrid ICA–PSO algorithm for continuous optimization », *Applied Mathematics and Computation*, vol. 219, no. 24, pp. 11 149–11 170, Aug. 2013, impact factor: 3.0 (2019). DOI: 10.1016/j.amc.2013.05.027
- [ACL14] R. Roche, L. Idoumghar, S. Suryanarayanan, M. Daggag, C.-A. Solacolu, and A. Miraoui, « A flexible and efficient multi-agent gas turbine power plant energy management system with economic and environmental constraints », *Applied Energy*, vol. 101, pp. 644–654, Jan. 2013, impact factor: 8.4 (2019). DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.07.011
- [ACL15] N. Watrin, H. Ostermann, B. Blunier, and A. Miraoui, « Multiphysical Lithium-Based Battery Model for Use in State-of-Charge Determination », *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 61, no. 8, pp. 3420–3429, Oct. 2012, impact factor: 5.3 (2019). DOI: 10.1109/tvt.2012.2205169
- [ACL16] M. G. Simoes, R. Roche, E. Kyriakides, S. Suryanarayanan, B. Blunier, K. D. McBee, P. H. Nguyen, P. F. Ribeiro, and A. Miraoui, « A Comparison of Smart Grid Technologies and Progresses in Europe and the U.S. », *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 48, no. 4, pp. 1154–1162, Jul. 2012, impact factor: 3.3 (2019). DOI: 10.1109/tia.2012.2199730

1.5.3. Direction d'ouvrage

- [DO1] S. Suryanarayanan, R. Roche, and T. M. Hansen, Eds., *Cyber-Physical-Social Systems and Constructs in Electric Power Engineering*. Institution of Engineering and Technology, Oct. 2016. DOI: 10.1049/pbpo081e. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1049/pbpo081e>

1.5.4. Chapitres d'ouvrages

- [OS1] B. Celik, R. Roche, D. Bouquain, and A. Miraoui, « Increasing local renewable energy use in smart neighborhoods through coordinated trading », in *Cyber-Physical-Social Systems and Constructs in Electric Power Engineering*, S. Suryanarayanan, R. Roche, and T. M. Hansen, Eds., Institution of Engineering and Technology, 2016, ch. 9, pp. 217–252. DOI: 10.1049/pbpo081e_ch9. [Online]. Available: https://doi.org/10.1049/pbpo081e_ch9
- [OS2] T. M. Hansen, R. Roche, S. Suryanarayanan, A. A. Maciejewski, and H. J. Siegel, « Customer modeling and pricing-mechanisms for demand response in smart electric distribution grids », in *Cyber-Physical-Social Systems and Constructs in Electric Power Engineering*, S. Suryanarayanan, R. Roche, and T. M. Hansen, Eds., Institution of Engineering and Technology, 2016, ch. 6, pp. 135–159. DOI: 10.1049/pbpo081e_ch6. [Online]. Available: https://doi.org/10.1049/pbpo081e_ch6
- [OS3] S. Suryanarayanan, R. Roche, and T. M. Hansen, « Introduction to cyber-physical-social systems and their applications in power systems engineering », in *Cyber-Physical-Social Systems and Constructs in Electric Power Engineering*, S. Suryanarayanan, R. Roche, and T. M. Hansen, Eds., Institution of Engineering and Technology, 2016, ch. 1, pp. 3–11. DOI: 10.1049/pbpo081e_ch1. [Online]. Available: https://doi.org/10.1049/pbpo081e_ch1
- [OS4] M. G. Simões, R. Roche, E. Kyriakides, S. Suryanarayanan, B. Blunier, K. McBee, P. Nguyen, P. Ribeiro, and A. Miraoui, « Comparison of Smart Grid Technologies and Progress in the USA and Europe », in *Smart Grid Applications and Developments*, ser. Green Energy and Technology, D. Mah, P. Hills, V. O. Li, and R. Balme, Eds., Springer London, 2014, ch. 11, pp. 221–238. DOI: 10.1007/978-1-4471-6281-0_11. [Online]. Available: https://doi.org/10.1007/978-1-4471-6281-0_11
- [OS5] R. Roche, F. Lauri, B. Blunier, A. Miraoui, and A. Koukam, « Multi-Agent Technology for Power System Control », in *Power Electronics for Renewable and Distributed Energy Systems*, ser. Green Energy and Technology, S. Chakraborty, M. G. Simões, and W. E. Kramer, Eds., Springer London, 2013, ch. 15, pp. 567–609. DOI: 10.1007/978-1-4471-5104-3_15. [Online]. Available: https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5104-3_15
- [OS6] R. Roche, L. Idoumghar, B. Blunier, and A. Miraoui, « Imperialist Competitive Algorithm for Dynamic Optimization of Economic Dispatch in Power Systems », in *Artificial Evolution*, ser. Lecture Notes in Computer Science, J.-K. Hao, P. Legrand, P. Collet, N. Monmarché, E. Lutton, and M. Schoenauer, Eds., vol. 7401, Springer Berlin Heidelberg, 2012, pp. 217–228. DOI: 10.1007/978-3-642-35533-2_19. [Online]. Available: http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-35533-2_19

1.5.5. Conférences internationales à comité de lecture

- [CI1] D. Amaripadath, R. Roche, L. Joseph-Auguste, D. Istrate, H. Ndilimabaka, J.-P. Braun, and F. Gao, « Measurement and Analysis of 2 to 150 kHz Harmonic Emissions in Smart Grids », in *54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2019)*, accepted for presentation, Bucharest, Romania, Sep. 2019
- [CI2] M. Panwar, S. Suryanarayanan, R. Roche, and R. Hovsapian, « A Performance Metric for Co-Optimization of Day-Ahead Dispatch and Reserves in Electric Microgrids », in *IEEE Milan PowerTech*, accepted for presentation, Milan, Italy: IEEE, Jun. 2019, pp. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2019.8810876
- [CI3] S. Kong, M. Hilaret, and R. Roche, « Passivity-Based Control for a PV/Battery/Fuel Cell/Electrolyser Hybrid Power System », in *IEEE Milan PowerTech*, accepted for presentation, Milan, Italy: IEEE, Jun. 2019, pp. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2019.8810688
- [CI4] D. Amaripadath, R. Roche, J.-P. Braun, L. Joseph-Auguste, D. Istrate, D. Fortuné, and F. Gao, « Design of versatile waveform platform for supraharmonic testing and calibration », in *The 25th international conference and exhibition on electricity distribution (CIRED 2019)*, Madrid, Spain, Jun. 2019, pp. 1–5. [Online]. Available: <https://www.cired-repository.org/bitstream/handle/20.500.12455/95/CIRED%202019%20-%20647.pdf?sequence=1>
- [CI5] D. Amaripadath, R. Roche, L. Joseph-Auguste, D. Istrate, D. Fortune, J. Braun, and F. Gao, « Measurement of Supraharmonic Emissions (2 - 150 kHz) in Real Grid Scenarios », in *2018 Conference on Precision Electromagnetic Measurements (CPEM 2018)*, IEEE, Paris, France, Jul. 2018. DOI: 10.1109/CPEM.2018.8501185
- [CI6] B. Li, R. Roche, D. Paire, and A. Miraoui, « A price decision approach for multiple multi-energy-supply microgrids considering demand response », in *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON 2018)*, IEEE, Limassol, Cyprus, Jun. 2018, pp. 1–6. DOI: 10.1109/ENERGYCON.2018.8398854
- [CI7] J. Wei, R. Roche, A. Koukam, and F. Lauri, « Decentralized coordination for mutual rescue in microgrid clusters », in *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON 2018)*, IEEE, Limassol, Cyprus, Jun. 2018, pp. 1–6. DOI: 10.1109/ENERGYCON.2018.8398769
- [CI8] S. Kong, M. Hilaret, and R. Roche, « Advanced Passivity-Based Control for a Fuel Cell/Super-Capacitor Hybrid Power System », in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC 2017)*, Belfort, France: IEEE, Dec. 2017. DOI: 10.1109/vppc.2017.8331018
- [CI9] J. Wei, R. Roche, A. Koukam, and F. Lauri, « Agent and Consensus Approaches to Microgrid Coordination for Resilience Improvement », in *ACM 9th International Conference on Management of Digital EcoSystems (MEDES 2017)*, Invited paper, Bangkok, Thailand: ACM, Nov. 2017, pp. 28–34. DOI: 10.1145/3167020.3167025
- [CI10] B. Celik, S. Suryanarayanan, A. A. Maciejewski, H. J. Siegel, S. Sharma, and R. Roche, « A comparison of three parallel processing methods for a resource allocation problem in the smart grid », in *North American Power Symposium (NAPS 2017)*, Morgantown, WV, U.S.A.: IEEE, Sep. 2017. DOI: 10.1109/naps.2017.8107204
- [CI11] D. Amaripadath, R. Roche, L. Joseph-Auguste, D. Istrate, D. Fortune, J. Braun, and F. Gao, « Power quality disturbances on smart grids: Overview and grid measurement configurations », in *52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2017)*, Heraklion, Greece: IEEE, Aug. 2017. DOI: 10.1109/upec.2017.8231975
- [CI12] B. Celik, R. Roche, D. Bouquain, and A. Miraoui, « Coordinated Home Energy Management in Community Microgrids with Energy Sharing Among Smart Homes », in *ELECTRI-*

- MACS 2017, Toulouse, France, Jul. 2017. [Online]. Available: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01624464>
- [CI13] B. Celik, R. Roche, D. Bouquain, and A. Miraoui, « Coordinated Neighborhood Energy Sharing Using Game Theory and Multi-Agent Systems », in *IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, United Kingdom: IEEE, Jun. 2017. DOI: 10.1109/ptc.2017.7980820
- [CI14] B. Li, R. Roche, D. Paire, and A. Miraoui, « Sizing of a stand-alone microgrid considering electric power, cooling/heating, hydrogen loads and hydrogen storage degradation », *Applied Energy*, vol. 205, pp. 1244–1259, Nov. 2017, impact factor: 8.4 (2019). DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.08.142
- [CI15] B. Li, R. Roche, and A. Miraoui, « A temporal-spatial natural disaster model for power system resilience improvement using DG and lines hardening », in *IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, United Kingdom: IEEE, Jun. 2017. DOI: 10.1109/ptc.2017.7980851
- [CI16] F. Yang, F. Gechter, R. Roche, A. Koukam, and F. Gao, « A Fault-Response Approach for Battery Pack by Reconfigurable Topology Using Agents », in *IEEE 28th International Conference on Tools with Artificial Intelligence (ICTAI 2016)*, San Jose, CA, U.S.A.: IEEE, Nov. 2016. DOI: 10.1109/ictai.2016.0125
- [CI17] B. Li, R. Roche, and A. Miraoui, « System resilience improvement using multiple energy supply systems under natural disasters », in *42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2016)*, Florence, Italy: IEEE, Oct. 2016. DOI: 10.1109/iecon.2016.7793278
- [CI18] B. Celik, R. Roche, D. Bouquain, and A. Miraoui, « Coordinated energy management using agents in neighborhood areas with RES and storage », in *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON 2016)*, Leuven, Belgium: IEEE, Apr. 2016. DOI: 10.1109/energycon.2016.7514081
- [CI19] F. Yang, R. Roche, F. Gechter, F. Gao, and A. Koukam, « An agent-based approach for battery management systems », in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE 2015)*, Montréal, Canada: IEEE, Sep. 2015. DOI: 10.1109/ecce.2015.7309852
- [CI20] R. Roche, B. Celik, D. Bouquain, and A. Miraoui, « A framework for grid-edge resilience improvement using homes and microgrids coordination », in *IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, The Netherlands: IEEE, Jun. 2015. DOI: 10.1109/ptc.2015.7232417
- [CI21] R. Roche, S. Suryanarayanan, T. M. Hansen, S. Kiliccote, and A. Miraoui, « A multi-agent model and strategy for residential demand response coordination », in *IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, The Netherlands: IEEE, Jun. 2015. DOI: 10.1109/ptc.2015.7232268
- [CI22] R. Roche, F. Berthold, F. Gao, F. Wang, A. Ravey, and S. Williamson, « A model and strategy to improve smart home energy resilience during outages using vehicle-to-home », in *IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC 2014)*, Florence, Italy: IEEE, Dec. 2014. DOI: 10.1109/ievc.2014.7056106
- [CI23] D. Chrenko, A. Ravey, R. Roche, and D. Bouquain, « Autonomy estimation for EV based on road planning software », in *IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC 2014)*, Dearborn, MI, U.S.A.: IEEE, Jun. 2014. DOI: 10.1109/itec.2014.6861815
- [CI24] B. Couraud and R. Roche, « A distribution loads forecast methodology based on transmission grid substations SCADA Data », in *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia 2014)*, Kuala Lumpur, Malaysia: IEEE, May 2014. DOI: 10.1109/isgt-asia.2014.6873760

- [CI25] F. Lauri, G. Basso, J. Zhu, R. Roche, V. Hilaire, and A. Koukam, « Managing Power Flows in Microgrids Using Multi-Agent Reinforcement Learning », in *International Workshop on Agent Technologies for Energy Systems (ATES 2013) at the Autonomous Agents and Multi-Agent Systems Conference (AAMAS 2013)*, Saint Paul, MN, U.S.A., May 2013
- [CI26] J. Giráldez, R. Roche, S. Suryanarayanan, and D. Zimmerle, « A Linear Programming Methodology to Quantify the Impact of PHEVs with V2G Capabilities on Distribution Systems », in *IEEE Green Technologies Conference (GreenTech 2013)*, Denver, CO, U.S.A.: IEEE, Apr. 2013. DOI: 10.1109/greentech.2013.12
- [CI27] J. Giráldez, R. Roche, S. Suryanarayanan, and D. Zimmerle, « A Linear Programming Methodology to Quantify the Impact of PHEVs with V2G Capabilities on Distribution Systems », in *IEEE Green Technologies Conference (GreenTech 2013)*, Denver, CO, U.S.A.: IEEE, Apr. 2013. DOI: 10.1109/greentech.2013.12
- [CI28] R. Roche, L. Idoumghar, B. Blunier, and A. Miraoui, « Imperialist Competitive Algorithm for Dynamic Optimization of Economic Dispatch in Power Systems », in *Artificial Evolution (EA 2011)*, Angers, France, Oct. 2012, pp. 375–386. DOI: 10.1007/978-3-642-35533-2_19
- [CI29] R. Roche, L. Idoumghar, B. Blunier, and A. Miraoui, « Imperialist Competitive Algorithm for Dynamic Optimization of Economic Dispatch in Power Systems », in *Artificial Evolution (EA 2011)*, Angers, France, Oct. 2012, pp. 375–386. DOI: 10.1007/978-3-642-35533-2_19
- [CI30] A. Ravey, R. Roche, B. Blunier, and A. Miraoui, « Combined optimal sizing and energy management of hybrid electric vehicles », in *IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC 2012)*, Dearborn, MI, U.S.A.: IEEE, Jun. 2012. DOI: 10.1109/itec.2012.6243420
- [CI31] G. Basso, V. Hilaire, F. Lauri, R. Roche, and M. Cossentino, « A MAS-based simulator for the prototyping of Smart Grids », in *9th European Workshop on Multi-Agent Systems (EUMAS 2011)*, Maastricht, the Netherlands, Nov. 2011
- [CI32] R. Roche, L. Idoumghar, B. Blunier, and A. Miraoui, « Imperialist Competitive Algorithm for Dynamic Optimization of Economic Dispatch in Power Systems », in *International Conference on Artificial Evolution (EA 2011)*, Angers, France, Oct. 2011, pp. 375–386
- [CI33] R. Roche, L. Idoumghar, B. Blunier, and A. Miraoui, « Optimized fuel cell array energy management using multi-agent systems », in *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Orlando, FL, U.S.A.: IEEE, Oct. 2011. DOI: 10.1109/ias.2011.6074334
- [CI34] M. G. Simoes, R. Roche, E. Kyriakides, A. Miraoui, B. Blunier, K. McBee, S. Suryanarayanan, P. Nguyen, and P. Ribeiro, « Smart-grid technologies and progress in Europe and the USA », in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE 2011)*, Phoenix, AZ, U.S.A.: IEEE, Sep. 2011. DOI: 10.1109/ecce.2011.6063795
- [CI35] R. Roche, B. Blunier, A. Miraoui, V. Hilaire, and A. Koukam, « Multi-agent systems for grid energy management: A short review », in *36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, Glendale, AZ, U.S.A.: IEEE, Nov. 2010. DOI: 10.1109/iecon.2010.5675295

1.5.6. Conférences nationales à comité de lecture

- [CN1] S. Kong, M. Hilairet, and R. Roche, « Commande passive pour un système d'alimentation hybride PV / batterie / pile à combustible / électrolyseur », in *Conférence des jeunes chercheurs en Génie Électrique (JCGE 2019)*, Oléron, France, Jun. 2019. [Online]. Available: <http://seeds.cnrs.fr/jcge-seeds-2019/268633.pdf>

- [CN2] S. Kong, M. Hilairet, and R. Roche, « Advanced Passivity-Based Control for a Fuel Cell/Super-capacitor Hybrid Power System », in *Journée Scientifique Nationale Micro-Réseaux – GdR CNRS SEEDS*, Champs-sur-Marne, France, Oct. 2017
- [CN3] B. Li, R. Roche, D. Paire, and A. Miraoui, « Stand-Alone Microgrid Sizing Considering Electric/Heating/Cooling and Hydrogen Demands », in *Journée Scientifique Nationale Micro-Réseaux – GdR CNRS SEEDS*, Champs-sur-Marne, France, Oct. 2017
- [CN4] R. Roche, S. Caux, J. Lecuire, J.-M. Pierson, D. Hissel, and J.-M. Nicod, « DATAZERO: Designing and Operating Datacenters Powered by Renewable Energy-Based Stand-Alone Microgrids », in *Journée Scientifique Nationale Micro-Réseaux – GdR CNRS SEEDS*, Champs-sur-Marne, France, Oct. 2017
- [CN5] J. Wei, R. Roche, A. Koukam, and F. Lauri, « Decentralized Microgrid Coordination Using Multi-Agent Systems », in *Journée Scientifique Nationale Micro-Réseaux – GdR CNRS SEEDS*, Champs-sur-Marne, France, Oct. 2017
- [CN6] R. Roche, L. Idoumghar, B. Blunier, and A. Miraoui, « Algorithmes hybrides pour la gestion intelligente de l'énergie dans les smart grids », in *7^{èmes} Journées Francophones Planification, Décision, et Apprentissage pour la conduite de systèmes (JFPDA 2012)*, Nancy, France, May 2012
- [CN7] R. Roche, « Application de métaheuristiques pour la gestion optimale de l'énergie dans les réseaux électriques intelligents », in *Conférence des Jeunes Chercheurs en Génie Electrique (JCGE 2011)*, Belfort, France, Dec. 2011
- [CN8] R. Roche, B. Blunier, and A. Miraoui, « Gestion intelligente de l'énergie dans les smart grids : combiner flexibilité et efficacité », in *IngéDoc 2011*, Belfort, France, Dec. 2011

1.5.7. Autres documents

Livrables de projets collaboratifs :

- [AP1] S. Kong, B. Celik, R. Roche, M. Hilairet, M. Haddad, J.-M. Nicod, S. Caux, and J.-M. Pierson, « Power hardware-in-the-loop implementation and testing », DATAZERO project, Deliverable 5.4 v2, Jul. 2019
- [AP2] S. Caux, G. DaCosta, P. Stolf, L. Grange, J. Lecuire, E. Kia, Y. Houachine, S. Kong, D. Hissel, R. Roche, B. Celik, J.-M. Pierson, M. Haddad, and J.-M. Nicod, « Sources and material profiling v2 », DATAZERO project, Deliverable 2.4, Dec. 2017
- [AP3] R. Roche, A. Sayah, D. Hissel, P. Stolf, S. Caux, J.-M. Pierson, G. DaCosta, B. Celik, and J.-M. Nicod, « Interactions between system modules and messages format », DATAZERO project, Deliverable 3.1, Dec. 2017

Posters présentés à des événements sans actes :

- [AFF1] R. Roche, *Microgrids: improving the integration of renewable energy and hydrogen*, Séminaire annuel interne à FEMTO-ST, Besançon, France, Jul. 2019
- [AFF2] S. Kong, M. Hilairet, and R. Roche, *Advanced Passivity-Based Control for a Fuel Cell/Super-capacitor Hybrid Power System*, Séminaire annuel interne à FEMTO-ST, Besançon, France, Jun. 2018
- [AFF3] B. Celik and R. Roche, *Coordinated Neighborhood Energy Sharing Using Game Theory and Multi-Agent Systems*, Séminaire annuel interne à FEMTO-ST, Besançon, France, Jun. 2017

- [AFF4] B. Celik, R. Roche, S. Suryanarayanan, D. Bouquain, and A. Miraoui, *Cyber-Physical Systems in the Smart Grid: Electric Energy Management through Smart Homes Coordination*, French-American Doctoral Exchange (FADEX 2016), Grenoble / Paris / Rennes, France, Jul. 2016
- [AFF5] T. M. Hansen, R. Roche, S. Suryanarayanan, A. A. Maciejewski, and H. J. Siegel, *A Heuristic Approach to Resource Allocation in the Emerging Smart Grid*, IEEE Power and Energy Society General Meetings Student Poster Contest, Vancouver, Canada, Jul. 2013
- [AFF6] R. Roche, *A Framework for a Multi-Agent Distribution Management System*, Colorado State University Clean Energy Supercluster & Cenergy Expo, Fort Collins, U.S.A., Apr. 2012

1.5.8. Citations

Au 9 septembre 2019, d'après Google Scholar⁵, mes publications ont été cités 1019 fois au total, pour un h-index égal à 16.

1.6. Financements et projets

Au cours de mon parcours, j'ai pu participer à (ou porter) plusieurs projets collaboratifs, financés par des organismes nationaux ou internationaux, ou directement par des entreprises. J'ai également obtenu du financement pour l'achat de matériel ou des séjours de professeurs invités.

1.6.1. Projets partenariaux

1. RECIF : Micro-réseau isolé de cogénération intelligente d'électricité / froid
 - Financement par l'ANR, durée : 2018-2022
 - Partenaires : FEMTO-ST / FCLAB / UBFC, GEPASUD (coordinateur), PROMES, H2SYS
 - Rôle : participant
 - Aide pour UBFC : 157 kEUR (budget total : 1,3 MEUR)

2. HAEOLUS : hydrogen-aeolic energy with optimised electrolyzers upstream of substation
 - Financement par le programme H2020 (FCH JU 2), durée : 2018-2021
 - Partenaires : FEMTO-ST / FCLAB / UBFC, SINTEF (coordinateur), KES, Hydrogenics, Tecnalia, University of Sannio, Varanger Kraft Wind
 - Rôle : porteur pour UBFC
 - Aide pour UBFC : 318 kEUR (budget total : 7,4 MEUR)

3. *Production, stockage et distribution d'énergie électrique renouvelable dans des régions isolées ou dans des réseaux à faible fiabilité et son application pour le développement des zones post-conflit colombien*
 - Financement par le programme ECOS Nord France-Colombie, durée : 2017-2020
 - Partenaires : FEMTO-ST / UFC, Universidad Industrial de Santander
 - Rôle : participant
 - Aide pour FEMTO-ST : 20 kEUR

5. Voir <https://scholar.google.com/citations?user=JsR4d246kiMC&hl=en>.

4. MEANS4SG : metrology excellence academic network for smart grids
 - Financement par le programme H2020 (ITN), durée : 2016-2019
 - Partenaires directs : FEMTO-ST / UTBM, LNE (coordinateur), EDF R&D, METAS
 - Rôle : porteur pour UTBM
 - Aide pour UTBM : 13 kEUR (budget total : 2,8 MEUR)
5. DATAZERO : datacenter with zero emission and robust management using renewable energy
 - Financement par l'ANR, durée : 2015-2019
 - Partenaires : FEMTO-ST / UFC, IRIT (coordinateur), EATON, LAPLACE
 - Rôle : participant
 - Aide pour FEMTO-ST : 250 kEUR (budget total : 3,0 MEUR)
6. SIMHIL : simulateur HIL pour test blocs moteurs – développement du modèle TGV
 - Projet industriel avec la SNCF, durée : 2015-2016
 - Partenaires : IRTES / UTBM, SNCF
 - Rôle : co-porteur
 - Aide pour IRTES : 64 kEUR
7. COMCO : comparaison des méthodes de contrôle de sources thermiques d'énergie
 - Projet industriel avec GE Energy, durée : 2010-2011
 - Partenaires : IRTES / UTBM, GE Energy
 - Rôle : participant
 - Aide pour IRTES : 80 kEUR

1.6.2. Autres financements

Financement de matériel :

1. Charge électronique pour un micro-réseau expérimental (2,8 kEUR), programme de ressource scientifique du Grand Belfort, 2019
2. Banc de test pour réseaux intelligents (2,1 kEUR), programme de BQR de l'UTBM, 2013
3. Simulateur temps-réel pour micro-réseaux électriques (60 kEUR), financement par la Communauté d'Agglomération de Belfort et le Conseil Général du Territoire de Belfort, 2011

Financement de professeurs invités :

1. Siddharth Suryanarayanan, Colorado State University, États-Unis, séjour de 2 mois en 2018 financé suite à un appel à projets par l'UTBM
2. Timothy Hansen, South Dakota State University, États-Unis, séjour de 1 mois en 2017 financé suite à un appel à projets par l'UTBM

1.7. Responsabilités et activités liées à la recherche

En complément des activités listées précédemment, je suis également impliqué dans plusieurs activités d'animation, rayonnement et diffusion de la recherche, aussi bien au niveau local que national ou international.

1.7.1. Au niveau local

Responsabilités principales :

- Animateur du pôle micro-réseaux de l'équipe SHARPAC du département Énergie de FEMTO-ST, regroupant une quinzaine de participants, depuis 2016
- Membre titulaire élu du Conseil Scientifique de l'UTBM, de 2010 à 2012

Participation à des jurys de thèse locaux :

- Soutenance d'Hamza Cherragui le 28 novembre 2017. Thèse intitulée « Développement d'un simulateur hardware-in-the-loop d'un système pile à combustible à membrane échangeuse de proton », préparée au laboratoire FEMTO-ST, UBFC

Participation à des comités de sélection locaux :

- Poste ATER en section CNU 63 (n°10100 – 6200PR1464) à l'Université de Franche-Comté et à l'Institut FEMTO-ST à Belfort, en 2019

Organisation et animation de conférences et événements à portée locale :

- Co-fondateur et co-responsable des journées IngéDoc organisées à Belfort, France, en décembre 2011, et visant à fédérer les doctorants de l'UTBM

1.7.2. Au niveau national

Responsabilités principales :

- Membre du Comité Scientifique de la Conférence des Jeunes Chercheurs en Génie Électrique (JCGE), depuis 2019
- Membre du Comité de Pilotage du GdR SEEDS, en charge des activités pour les doctorants et correspondant de deux groupes de travail, depuis 2018
- Membre suppléant nommé du CNU en section 63, depuis 2017
- Membre du Comité Scientifique du projet GYSOMATE porté par l'Université de la Réunion et visant à intégrer des micro-réseaux sur l'île, depuis 2017
- Co-animateur du groupe de travail micro-réseaux du GdR SEEDS (Systèmes d'Énergie Électrique dans leurs Dimensions Sociétales), regroupant plus d'une 50aine de participants d'une 20aine de laboratoires français, de 2016 à 2018

Prix et récompenses :

- Titulaire de la Prime d'Encadrement Doctoral et de Recherche (PEDR) depuis 2017

Évaluation de projets :

- Évaluateur pour le programme doctoral DOC2AMU de l'Université d'Aix Marseille, en 2017
- Évaluateur pour un projet déposé à un programme conjoint entre l'Institut de Recherche pour le Développement (IRD) et le Science and Technology Development Fund (STDF), en 2011

Organisation et animation de conférences et événements à portée nationale :

- Membre du Comité d'Organisation des Journées SEEDS-JCGE à Oléron, France, en juin 2019

- Membre du Comité Scientifique de la Journée Scientifique Nationale du GT Micro-réseaux du GdR SEEDS à Compiègne, France, en juillet 2018
- *Chair* de Session orale à la Journée Scientifique Nationale du GT Micro-réseaux du GdR SEEDS à Compiègne, France, en juillet 2018
- *Co-chair* de la session de présentations de la Journée Scientifique Nationale du GT Micro-réseaux du GdR SEEDS à Marne-la-Vallée, France, en octobre 2017
- *Co-chair* de la session recherche du Séminaire Inter-UT à l'UTBM en août 2016
- Membre du Comité d'Organisation du 10^e colloque UTBM sur la « Sobriété et efficacité énergétiques » à Belfort, France, en novembre 2013
- Membre du Comité d'Organisation du 9^e colloque UTBM sur « Les réseaux électriques du futur » à Belfort, France, en novembre 2011, organisé en partenariat avec l'Académie des Technologies

Présentations scientifiques invitées :

- R. Roche, « HAEOLUS : Proposing a new-generation electrolyser integrated within a state-of-the-art wind farm in a remote area with access to a weak power grid ». Présenté à la réunion du GT Micro-réseaux aux Journées SEEDS-JCGE à Oléron, France, en juin 2019
- S. Kong, M. Hilairet et R. Roche, « Passivity-based control of a microgrid supplying a datacenter ». Présenté à la réunion du GT inter-GdR SEEDS et MACS Commande des systèmes électriques (CSE) aux Journées SEEDS-JCGE à Oléron, France, en juin 2019
- R. Roche, « Energy management in microgrids ». Présenté au laboratoire LE2P, Université de la Réunion à Saint Denis, France, en août 2018
- R. Roche, « Modélisation et intégration des énergies renouvelables ». Présenté aux Green-Days @Toulouse v2.0 à Toulouse, France, en juillet 2018
- S. Kong, M. Hilairet, et R. Roche, « Advanced passivity-based control for a fuel cell/supercapacitor hybrid power system with aging-tolerant control ». Présenté au groupe de travail inter-GdR SEEDS et MACS à Paris, France, en mai 2018
- R. Roche, « Activités, moyens et orientations pour FEMTO-ST ». Présenté à la réunion du groupe de travail micro-réseaux du GdR SEEDS à l'Université de Technologie de Compiègne à Compiègne, France, en juin 2016
- B. Celik, R. Roche, S. Suryanarayanan, D. Bouquain, et A. Miraoui, « CPS for Energy Management in smart Homes through Coordination ». Présenté au French-American Doctoral Exchange (FADEX 2016) à Grenoble / Paris / Rennes, France, en juillet 2016

1.7.3. Au niveau international

Responsabilités principales :

- Éditeur associé de la revue Journal of Modern Power Systems and Clean Energy (MPCE), publiée par NARI Power Media et Springer Nature Singapore, depuis 2019
- *Reviewer* de nombreuses revues et conférences (liste ci-dessous)

Prix et récompenses :

- Promu Senior Member par la société savante IEEE en 2018
- Nommé Exceptional Reviewer de la revue IEEE Transactions on Power Delivery en 2016
- Finaliste des GE Energy Innovation Awards avec le projet COMCO en 2011

Organisation et animation de conférences et événements à portée internationale :

- *Co-general chair* du « Workshop on renewable energy-powered datacenters » à Besançon et Belfort, France, en octobre 2019
- *General chair* de l'école thématique CNRS sur les micro-réseaux « Microgrids summer school 2019 » à Belfort, France, en juillet 2019
- *Co-chair* de la *track* « Recent results » à la conférence IEEE VPPC 2018 organisée à Chicago, États-Unis, en août 2018
- *Co-chair* de la session poster #1 à la conférence IEEE VPPC 2017 organisée à Belfort, France, en décembre 2017
- Membre du Comité d'Organisation (communication et finances) de la conférence IEEE VPPC 2017 organisée à Belfort, France, en décembre 2017
- Membre du Comité de Programme de la conférence ACM 1st International Conference on Embedded Systems for Energy-Efficient Buildings (BuildSys 2014) organisée à Memphis, États-Unis, en novembre 2014
- Secrétaire général et Webmaster de l'évènement IEEE Distinguished Lecturer Series event « European Prospect on Transportation Electrification – Infrastructure and Powertrain Seminar » organisé à l'UTBM à Belfort, France, en octobre 2014
- *Chair* du *panel* « Sustainable mobility in modern cities » au *workshop* sur les villes durables organisée par l'Alliance Française de Shanghai et l'UTSEUS à Shanghai, Chine, en janvier 2014

Présentations scientifiques invitées :

- R. Petrone, R. Roche et D. Hissel, « Predictive maintenance for wind-hydrogen plant using diagnostics and prognostics of PEM electrolyzers ». Présenté au workshop « Modeling, Control and Operation of Advanced Energy Storage Systems in Grid Connection » à l'European Control Conference 2019 à Naples, Italie, en juin 2019
- R. Roche, « Introduction to microgrid design ». Présenté à l'Universidad Industrial de Santander à Bucaramanga, Colombie, en mai 2019
- R. Roche, « Valorisation des énergies renouvelables par le vecteur hydrogène ». Présenté à l'École de Printemps CISTEM sur les « Énergies renouvelables pour la production d'électricité et l'exploitation des réseaux électriques – Focus sur les systèmes photovoltaïques » à l'Université Cadi Ayyad à Marrakech, Maroc, en avril 2018
- R. Roche, « Conception de micro-réseaux intégrant du renouvelable ». Présenté à l'École de Printemps CISTEM sur les « Énergies renouvelables pour la production d'électricité et l'exploitation des réseaux électriques – Focus sur les systèmes photovoltaïques » à l'Université Cadi Ayyad à Marrakech, Maroc, en avril 2018
- R. Roche, « Défis et solutions pour l'intégration des énergies renouvelables ». Présenté à l'École de Printemps CISTEM sur les « Énergies renouvelables pour la production d'électricité et l'exploitation des réseaux électriques – Focus sur les systèmes photovoltaïques » à l'Université Cadi Ayyad à Marrakech, Maroc, en avril 2018
- R. Roche, « DC Microgrid Control ». Présenté à l'International Short Course on Smart Grid and Green Energy au Bandung Institute of Technology, Bandung, Indonésie, en avril 2015
- R. Roche, « Energy Management at the Grid Edge ». Présenté à l'International Short Course on Smart Grid and Green Energy au Bandung Institute of Technology, Bandung, Indonésie, en avril 2015
- R. Roche, « An agent-based approach to pervasive integration of energy efficient buildings to the grid ». Présenté dans une *panel session* intitulée « Grid integration of energy efficient buildings » à l'IEEE PES General Meeting à Vancouver, Canada, en juillet 2013

- R. Roche, « Design and Development of an Intelligent, Flexible and Integrated Energy Management System for Smart Microgrids ». Présenté à Colorado State University, Fort Collins, États-Unis, en février 2012

Revue pour lesquelles je réalise des *reviews*, le nombre d'articles traités étant spécifié pour chaque année pour chaque revue :

- Applied Energy (Elsevier) – 2016 (1), 2017 (3), 2018 (5), 2019 (3)
- Energy Science & Engineering (Wiley) – 2013 (1)
- IEEE Transactions on Industrial Informatics – 2013 (1), 2018 (1)
- IEEE Transactions on Industry Applications – 2012 (1), 2013 (1)
- IEEE Transactions on Power Delivery – 2014 (1), 2015 (1), 2016 (1)
- IEEE Transactions on Power Systems – 2016 (1), 2019 (1)
- IEEE Transactions on Smart Grid – 2013 (1), 2015 (2), 2016 (2), 2017 (2), 2018 (2)
- IEEE Systems Journal – 2017 (1)
- IEEE Transactions on Transportation Electrification – 2015 (1)
- IET Generation, Transmission & Distribution – 2015 (1), 2017 (1), 2018 (2)
- International Journal of Electrical Power and Energy Systems (Elsevier) – 2012 (1), 2013 (2), 2018 (2)
- IET Smart Grid – 2019 (1)
- International Journal of Emerging Electric Power Systems – 2017 (1)
- Journal of Cleaner Production (Elsevier) – 2017 (1)
- Journal of Modern Power Systems and Clean Energy (Springer) – 2019 (4)
- Journal of Parallel and Distributed Computing (Elsevier) – 2014 (1)
- Mathematics and Computers in Simulation (Elsevier) – 2017 (1)
- Renewable Energy (Elsevier) – 2018 (4), 2019 (1)
- Simulation Modelling Practice and Theory (Elsevier) – 2013 (1)
- Sustainable Computing, Informatics and Systems (Elsevier) – 2014 (1), 2018 (1)

Conférences internationales pour lesquelles je réalise des *reviews*, le nombre d'articles traités étant spécifié pour chaque année pour chaque conférence :

- ACM BuildSys - 2014 (8)
- Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON) – 2010 (5), 2011 (1), 2013 (1), 2014 (1), 2015 (2), 2016 (1), 2017 (1), 2018 (1), 2019 (1)
- ELECTRIMACS – 2019 (2)
- IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE) – 2012 (7), 2013 (2), 2014 (4), 2015 (3), 2016 (2), 2017 (3), 2019 (8)
- IEEE Green Technologies Conference (GreenTech) – 2013 (2)
- IEEE IES International Conference on Industrial Technology (ICIT) – 2017 (1)
- IEEE INDUSCON – 2010 (2)
- IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS) – 2011 (2), 2012 (9)
- IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe) – 2017 (5)
- IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT) – 2017 (1), 2018 (1)
- IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC) – 2014 (1)
- IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE) – 2018 (1)
- IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG) – 2018 (7)
- IEEE PES General Meeting (PES GM) – 2014 (1), 2015 (1)

- IEEE PowerTech – 2015 (4)
- IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC) – 2012 (2), 2013 (7)
- IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC) – 2017 (3), 2018 (7), 2019 (3)
- IFAC Workshop on Control of Smart Grid and Renewable Energy Systems (CSGRES) – 2019 (1)
- International Conference of Electrical and Electronics Technologies for Automotive – 2017 (2)
- International Conference on Renewable Energy (ICREGA) - 2016 (3)
- International Forum on Research and Technologies for Society and Industry (RTSI) – 2015 (1)

Autres évènements locaux ou nationaux pour lesquels j'ai réalisé des *reviews* :

- Journées SEEDS-JCGE – 2019 (2)
- IngéDoc seminar – 2012 (2), 2014 (4)

1.8. Autres responsabilités et activités

J'ai également eu d'autres activités et responsabilités dont le lien avec les activités de recherche est moins direct :

- Membre élu du Bureau du Département Énergie de l'UTBM, de 2014 à 2018
- Membre suppléant élu du Comité Technique de l'UTBM, de 2016 à 2018
- Vice-président de jury de BTS en génie électrique au Lycée Polyvalent Jacques Duhamel à Dole, France, en juin 2018
- Pilote de processus pour la certification IS9001 de la plateforme pile à combustible de l'UTBM, hébergeant le FCLAB, depuis 2018

Enfin, en termes de vulgarisation, j'ai participé à plusieurs évènements :

- Les journées Watt Else à Belfort visent à présenter aux collégiens et lycéens les différents métiers et carrières dans le domaine de l'énergie. J'y ai présenté à plusieurs reprises des maquettes permettant d'expliquer les enjeux actuels de l'énergie, et en particulier les énergies renouvelables.
- Les Rendez-vous des Acteurs de l'Énergie sont un évènement organisé à Belfort tous les deux ans et dont l'objectif est de permettre des rendez-vous d'affaires entre les donneurs d'ordre locaux du secteur de l'énergie et les sous-traitants. Depuis 2014, j'ai notamment tenu le stand représentant l'UTBM, FEMTO-ST et FCLAB, et ai réalisé une présentation plénière sur les évolutions profondes du secteur de l'énergie en 2014.
- En dehors de ces évènements spécifiques, j'ai également participé, à plusieurs reprises depuis ma prise de poste, à des visites de collégiens et lycéens dans nos locaux ainsi qu'aux journées portes ouvertes de l'UTBM.

2

Intégration des énergies renouvelables et du stockage d'énergie

Mes travaux de recherche, débutés en 2009 lors de ma thèse et continués depuis ma prise en poste en 2013, visent à participer à la transition énergétique à travers des contributions concernant l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et du stockage d'énergie au sein des réseaux et micro-réseaux électriques, dont le fonctionnement actuel limite le développement.

2.1. Contexte général

Avec l'accroissement de la population mondiale, dépassant aujourd'hui les 7 milliards d'individus, et le développement économique, la consommation d'énergie tend elle aussi à augmenter de façon significative (Fig. 2.1a). Or la plupart de l'énergie consommée est aujourd'hui d'origine fossile, et en particulier issue de la combustion du charbon, du gaz et du pétrole, fortement émettrice de gaz à effet de serre et notamment de dioxyde de carbone (CO_2 , Fig. 2.1b). Les statistiques de l'Agence Internationale de l'Énergie [30] indiquent en effet que plus de 80 % de la consommation primaire mondiale d'énergie est d'origine fossile. Pour la production d'électricité, ce chiffre descend à 65 %, alors que le nucléaire représente environ 10 % et l'hydroélectricité 16 %. Les autres types d'énergie, dont le renouvelable intermittent et les différentes formes de biomasse, représentent encore moins de 8 %.

Un consensus existe aujourd'hui dans la communauté scientifique pour lier directement le changement et le réchauffement climatiques observés (Fig. 2.1c) à l'utilisation de ces combustibles fossiles. Ce surplus massif de gaz à effet de serre, arrivé brutalement (à l'échelle climatique) à partir de la première révolution industrielle, est en train de modifier profondément les écosystèmes, tant terrestres que marins. Il impacte également les populations humaines qui en dépendent directement, par exemple au travers des périodes de sécheresse et d'inondation soutenues et longues, provoquant parfois des famines ou encore une élévation du niveau des eaux impliquant à leur tour des déplacements de populations et des conflits.

Afin de tenter de palier (ou plutôt ralentir) ces effets, certains états, organisations, entre-

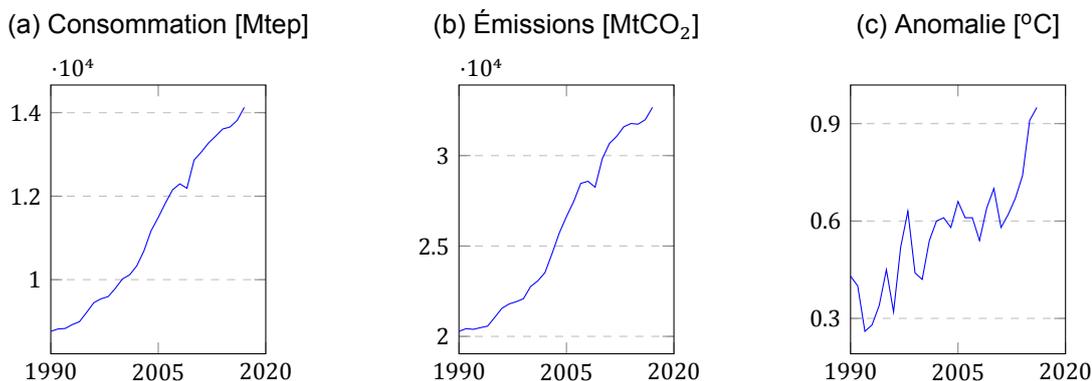


Figure 2.1 – Évolution de la consommation d'énergie, des émissions de CO₂ et de l'anomalie de température moyenne depuis 1990. (a) Consommation mondiale d'énergie en millions de tonnes équivalent pétrole [1]. (b) Émissions mondiales de CO₂ liées à la combustion de ressources fossiles en millions de tonnes [1]. (c) Anomalie de température moyenne par rapport à la moyenne de 1901 à 2000 [17].

prises et citoyens ont pris des mesures et engagements portant sur diverses actions. L'Union Européenne s'est par exemple fixée pour objectif d'ici 2020 de réduire ses émissions de 20 % par rapport au niveau de 1990, d'augmenter la part des énergies renouvelables dans sa production d'électricité à 20 % et à réduire sa consommation de 20 %, là aussi par rapport aux niveaux de 1990 [4]. À ce jour, les résultats sont assez divers suivant les pays européens, certains ayant dépassé leurs objectifs, et d'autres ne les ayant pas atteints. À l'échelle mondiale, les accords tels que ceux de Paris signés en 2015 tentent également d'aller dans la même direction, et visent notamment à limiter le réchauffement global moyen à moins de 2°C. Ceci implique en particulier d'arriver à un niveau net d'émissions nul à partir de 2030 à 2050 environ. Ces accords butent cependant, pour le moment, sur des obstacles plus politiques et économiques que techniques. Néanmoins, les difficultés techniques sont réelles et nécessitent d'importants travaux de recherche, développement et innovation.

Il s'agit en effet d'inverser les proportions entre énergies fossiles et énergies neutres en émissions, ce qui participe à plusieurs des objectifs du développement durables fixés par les Nations Unies [71], dont deux en particulier : « une énergie propre et d'un coût abordable », et « mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques ». On assiste donc à un développement des énergies dites propres, et il semble que nous puissions tendre à terme vers un système électrique 100 % sans émissions directes. Ceci repose toutefois sur un ensemble de technologies à des stades de développement variables, et dont l'intégration aux réseaux électriques est plus complexe qu'il n'y paraît à première vue.

2.2. Production et stockage d'énergie décentralisés

2.2.1. Les énergies d'origine renouvelable

L'utilisation d'énergies renouvelables est généralement perçue comme la meilleure solution pour réduire les émissions, en complément de l'énergie nucléaire, elle aussi peu émettrice de gaz à effet de serre mais dont la gestion des déchets et les risques potentiels font encore débat. De même, la biomasse (bois, algues, déchets, etc.) peut être considérée comme une forme d'énergie renouvelable, bien que cela soit également débattu pour certains types de matière.

Par ailleurs, son utilisation est majoritairement dans le cadre de la production de chaleur et non d'électricité. Pour ces raisons, les apports du nucléaire et de la biomasse ne seront pas étudiés dans la suite de ce document, d'autant plus qu'ils ne sont pas considérés comme des sources intermittentes comme le photovoltaïque (PV) ou l'éolien.

À l'inverse des énergies fossiles, résultant de la dégradation d'organismes pendant des millions d'années et dont la combustion permet un dégagement de chaleur qui peut ensuite être transformé en électricité, les énergies renouvelables reposent sur l'exploitation des ressources naturelles comme le vent, l'eau ou le rayonnement solaire que l'on peut juger inépuisables et donc indéfiniment renouvelables. Un autre intérêt est que ces sources n'émettent aucun gaz à effet de serre dans leur fonctionnement, bien d'une analyse sur le cycle de vie complet, et comprenant donc fabrication et recyclage, montre que les émissions ne sont pas nulles. On reste toutefois sur des niveaux très inférieurs à ceux observés pour les sources d'origine fossile (Fig. 2.2), d'autant plus que celles-ci sont également émettrices d'autres formes de pollution (NO_x , SO_x , etc.) affectant la santé publique [85].

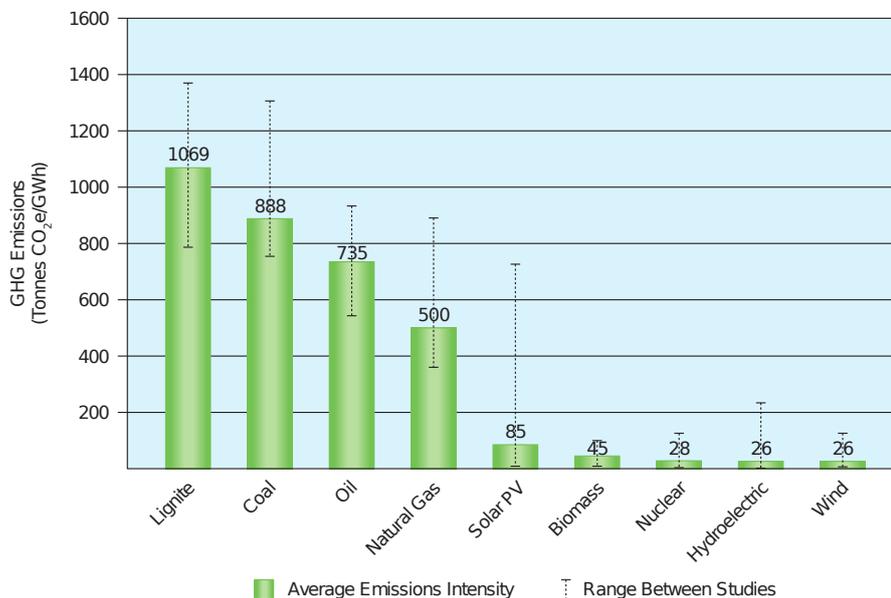


Figure 2.2 – Comparaison des émissions de CO_2 de différentes sources d'énergie sur leur cycle de vie [179]. Les énergies fossiles émettent jusqu'à 400 fois plus que les énergies renouvelables ou le nucléaire.

Un autre argument en faveur des énergies renouvelables est leur coût. Si elles ont longtemps été bien plus chères que les énergies fossiles, leur coût a fortement diminué au cours des dernières années (Fig. 2.3) pour atteindre dans certains cas un niveau équivalent voire plus faible que celui des sources conventionnelles. Le coût des panneaux PV a par exemple été réduit de 99 % au cours des 40 dernières années [32]. On assiste donc depuis une vingtaine d'années à une forte augmentation de la capacité renouvelable installée, en particulier à partir de photovoltaïque et d'éolien.

Les énergies renouvelables ont par ailleurs l'avantage d'être entièrement modulaires. Par exemple, les cellules PV sont combinées pour former des panneaux PV, qui sont eux-mêmes également connectés en série et parallèle pour arriver à des niveaux de tension, courant et donc puissance plus élevés, sans réelle limite physique. Le PV peut donc répondre à des besoins en énergie et puissance faibles comme élevés. À l'inverse des centrales thermiques conventionnelles, la production décentralisée d'énergies renouvelables est donc tout à fait réalisable, techniquement comme économiquement, de l'échelle du kW en résidentiel au GW pour de grandes

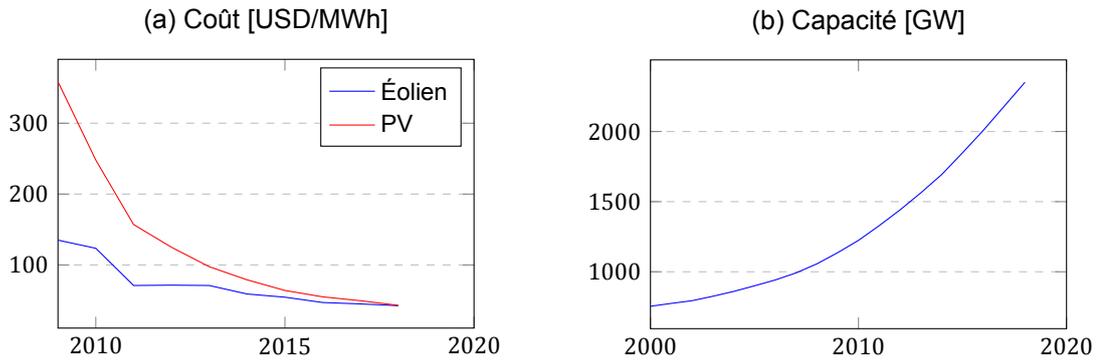


Figure 2.3 – Évolution du coût et de la capacité renouvelable installée. (a) Coût actualisé de l'énergie éolienne et PV [36]. (b) Capacité renouvelable totale installée [2]. La décroissance exponentielle des prix s'accompagne d'une augmentation rapide de la capacité installée.

centrales au sol. Ceci requière cependant de repenser la coordination des ressources, comme on le verra par la suite.

Par rapport aux sources d'énergie conventionnelles, les énergies renouvelables (PV et éolien) présentent plusieurs caractéristiques techniques différentiantes, qui impactent leur intégration au réseau. Premièrement, leur production dépend directement des conditions météorologiques, comme l'ensoleillement et la vitesse du vent. En conséquence, la puissance électrique générée est intermittente et variable. De plus, sa vitesse de variation peut être très élevée, comme lors du passage d'un nuage au dessus de panneaux PV (Fig. 2.4). Ce comportement n'est pas observé en fonctionnement normal avec un générateur conventionnel, dont la puissance de sortie dépend de la quantité de combustible injectée et peut donc être contrôlée en fonction des variations de la demande.

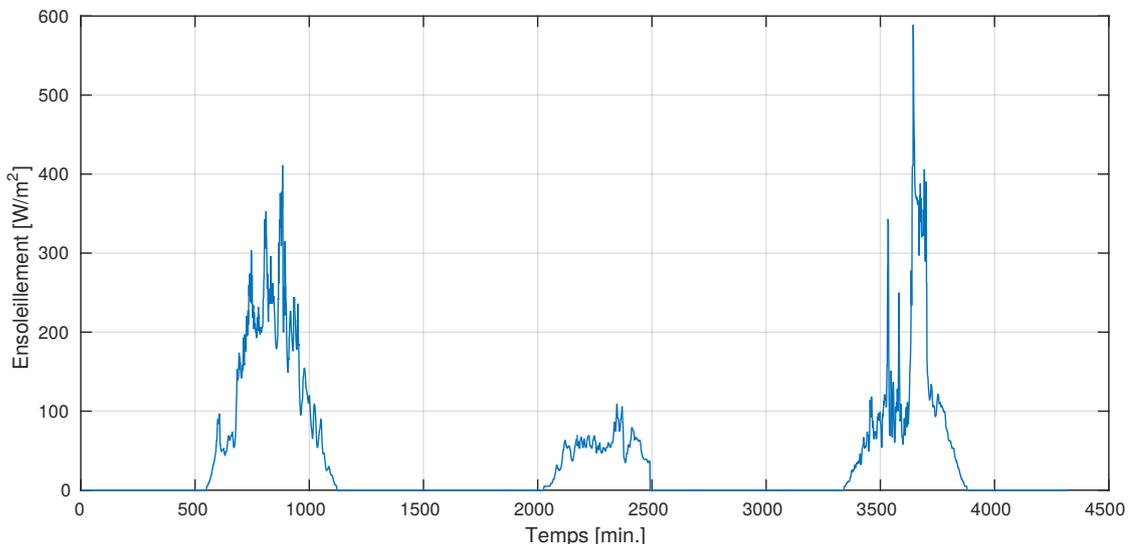


Figure 2.4 – Évolution de l'ensoleillement reçu sur 3 jours par un pyranomètre équipant la station météorologique située sur le toit du bâtiment FCLAB. On peut observer des variations d'ensoleillement très rapides liées aux mouvements des nuages, ainsi que des périodes sans ensoleillement lors des nuits.

Or, dans un souci de fiabilité et de minimisation des coûts, il est nécessaire de prédire non seulement la consommation, comme c'est déjà le cas dans les grands réseaux, mais également la production renouvelable. La prévision de production renouvelable est toutefois une tâche

complexe puisque intimement liée aux prévisions météorologiques, elles-mêmes notoirement difficiles car nécessitant d'importants moyens (images satellites, super-calculateurs, etc.) [108]. De plus, il est nécessaire de distinguer les prévisions régionales des prévisions locales, chacune impliquant des difficultés et des outils spécifiques. Les prévisions sont donc nécessairement entâchées d'erreurs plus ou moins élevées, qui doivent être compensées en temps réel pour assurer la stabilité du système.

Un autre aspect différenciant est l'inertie [95]. La production conventionnelle repose sur l'utilisation d'alternateurs dont la rotation du rotor présente une inertie utilisée pour la régulation en fréquence des réseaux. Cette inertie est en revanche inexistante pour la plupart des énergies renouvelables, en particulier pour le PV où aucune pièce n'est en mouvement. Dans le cas de l'éolienne, si une forme d'inertie existe via le mouvement des pales, il y a cependant absence de synchronisme entre le réseau et le générateur du fait de la présence de convertisseurs statiques. Enfin, la présence de ces convertisseurs provoque également l'apparition d'harmoniques, qui peuvent créer des perturbations sur le réseau [65].

2.2.2. Rôle et technologies du stockage d'énergie

Comme on vient de le voir, la production renouvelable est variable et ne peut être contrôlée facilement (elle est dite *non dispatchable*), bien qu'il soit possible de la faire participer à certains services système [54]. S'il existe d'autres possibilités pour palier cette variabilité comme la flexibilité de la demande ou encore l'utilisation des capacités d'import et d'export [11], l'utilisation de moyens de stockage d'énergie est aujourd'hui privilégiée.

Il est cependant communément admis que l'une des difficultés de gestion de l'énergie électrique est celle de son stockage, qui ne peut être réalisée aussi facilement que pour du charbon, par exemple. Le seul moyen de stockage utilisé massivement à ce jour est le stockage sous forme hydraulique, dans des stations de transfert d'énergie par pompage-turbinage, qui représentent près de 95 % de la capacité de stockage installée dans le monde¹. En revanche, grâce à la baisse des coûts, de nouvelles technologies (Fig. 2.5) se développent rapidement telles que les différents types de batteries ou, plus récemment, le stockage sous forme d'hydrogène.

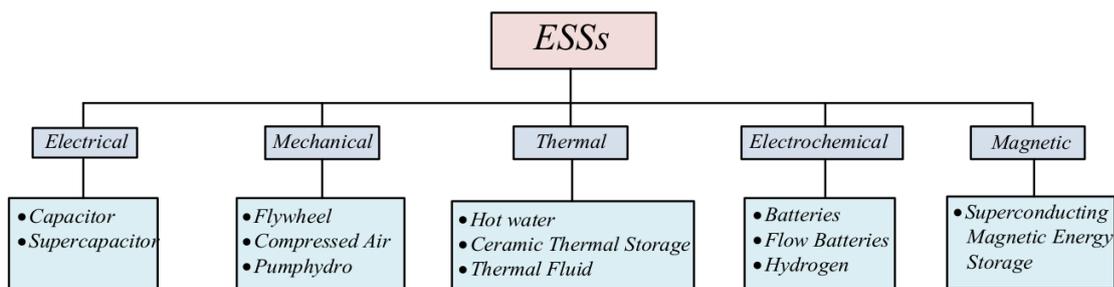


Figure 2.5 – Principales technologies de stockage d'énergie [7]. Si de nombreuses technologies existent, seul le pompage-turbinage est massivement utilisé aujourd'hui. Les batteries concentrent l'essentiel des efforts de recherche et développement, suivies de l'hydrogène.

Comme le montre la Fig. 2.6, chaque technologie de stockage tend à être utilisée dans une gamme de puissance et d'énergie donnée du fait de ses caractéristiques techniques et économiques, ce qui impacte également les applications pour lesquelles elles sont utilisées [16]. Les stations de pompage-turbinage sont par exemple surtout utilisées pour des grandes puissances (au minimum quelques dizaines de MW) et énergies et servent donc de moyen de flexibilité au niveau national, alors que les volants d'inertie sont principalement utilisés pour

1. Voir https://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization.

leur capacité à fournir de la puissance rapidement et sur de courtes durées, par exemple pour participer à la régulation de fréquence. Comme on le verra plus loin, le stockage sous forme d'hydrogène présente l'intérêt de proposer du stockage sur de longues périodes, à l'échelle des saisons, ce que ne permettent pas la plupart des autres technologies sauf à nécessiter des investissements et des espaces faramineux. Enfin, d'autres technologies restent limitées à des applications très spécifiques, comme le stockage sous forme de champ magnétique dans une bobine supraconductrice réfrigérée.

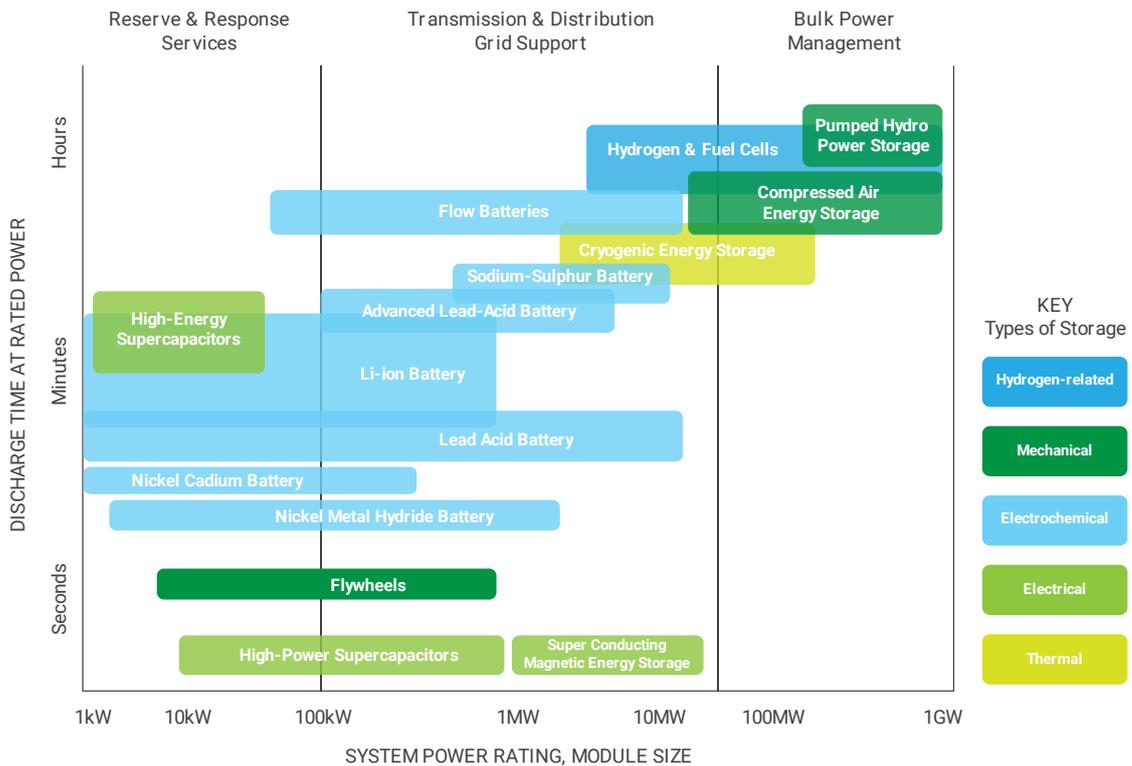


Figure 2.6 – Comparaison en énergie et puissance des principaux moyens de stockage existants pour des applications stationnaires. La durée de décharge fournit une approximation de l'énergie fournie à une puissance donnée [164].

Il est par ailleurs intéressant de noter qu'à l'instar des énergies renouvelables, la plupart des technologies électrochimiques de stockage sont modulaires et peuvent s'adapter à des besoins en énergie et puissance assez divers². Une batterie est par exemple un assemblage de cellules en série et en parallèle, dont la puissance totale peut atteindre 2 MW pour un conteneur standard. De la même façon, le nombre de cellules d'une pile à combustible ou d'un électrolyseur permet de varier la tension et donc la puissance, tandis que la capacité de stockage d'hydrogène dépend des réservoirs et de la pression choisis et permet donc d'atteindre des quantités importantes d'énergie stockées.

En termes de stockage décentralisé (de l'ordre du kWh au MWh) et utile pour la gestion de l'énergie à l'échelle d'au moins plusieurs heures, plusieurs technologies peuvent être identifiées. La plus commune est celle des batteries de type plomb ou lithium-ion, alors que le stockage hydrogène peut également être valorisé, même à des puissances inférieures au MW, pour ses applications de stockage de long terme. Des supercondensateurs peuvent également être utilisés à l'échelle de la seconde, pour compenser des dynamiques rapides. La combinaison de ces trois technologies complémentaires peut donc fournir une solution de stockage dite « hy-

2. La présence de milliers de cellules pose toutefois plusieurs défis, comme détaillé dans l'Annexe A.

bride » intéressante et efficace pour un système isolé.

2.3. Les réseaux et micro-réseaux intelligents

Un réseau électrique assure le transport de l'énergie électrique, produite à partir de sources fossiles, nucléaires ou renouvelables, vers les lieux de consommation, qu'ils soient résidentiels, commerciaux, industriels ou de service. Pour cela, le réseau de transport transfère l'électricité dans un réseau maillé à très haute tension vers le réseau de distribution, à plus faible tension et plutôt à structure radiale, et qui alimente à son tour les consommateurs [152]. Si cette structure a peu évolué depuis la création, au tournant de la moitié du XX^e siècle, des grands réseaux interconnectés que l'on connaît aujourd'hui, la situation commence à changer avec le développement de la production et du stockage décentralisés, en particulier au niveau du réseau de distribution.

Pour assurer un fonctionnement à la fois fiable, sûr et économique à ses utilisateurs, un réseau électrique doit répondre à plusieurs contraintes techniques [204]. Premièrement, pour un réseau alternatif, la fréquence, identique sur l'ensemble du réseau en régime stabilisé, doit être stable et proche de 50 ou 60 Hz, ce qui nécessite de maintenir à tout moment un équilibre entre production et consommation, tout en prenant en compte les différents types de pertes. Ensuite, la tension doit également être maintenue à sa valeur de référence, si qui se fait localement grâce au contrôle de la puissance réactive. La qualité de fourniture en électricité est donc très dépendante de la performance des méthodes de régulation, mais également des mesures mises en place pour atténuer les différents types de perturbations pouvant survenir, de la présence d'harmoniques à la survenue d'un court-circuit entraînant le déclenchement de protections. Enfin, tout ceci n'est possible que si le système est bien dimensionné, évolue de façon cohérente avec les besoins, et est suffisamment rentable vis-à-vis de ses clients et des marchés de l'énergie.

2.3.1. Les réseaux dits intelligents

L'émergence depuis une dizaine d'années du concept de réseau dit intelligent (*smart grid*) résulte de la convergence de plusieurs tendances, dont les deux principales sont le développement des énergies renouvelables et le développement des technologies de l'information et de la communication (TIC) [163]. En effet, comme on vient de le voir, les variations de production renouvelable présentent des difficultés en termes de régulation de fréquence à toutes les échelles temporelles, tandis que la régulation de tension doit elle aussi être revue puisque dorénavant également obtenue par le contrôle des convertisseurs statiques.

Toutefois, ce développement s'est accompagné d'évolutions profondes dans les TIC. Premièrement, la puissance de calcul a considérablement augmenté [84] pour un même coût, ce qui a permis l'émergence de nouvelles approches comme celles basées sur l'apprentissage automatique. Ensuite, les capacités de communication, notamment sans fil et entre machines, se sont elles aussi fortement améliorées et ont permis, entre autre, l'émergence de l'internet des objets [107]. Du côté du réseau de distribution, le déploiement massif des compteurs communicants fait par exemple appel à une combinaison de communication par courant porteur en ligne et par réseau mobile. L'infrastructure obtenue doit ensuite permettre à l'opérateur du réseau une gestion en temps réel plus efficace grâce aux données mesurées.

On peut toutefois s'interroger sur le terme de réseau intelligent, et ce pour plusieurs raisons. Premièrement, s'il couramment utilisé, il reste vague et on ne l'utilisera que pour désigner un

concept de réseau modernisé plutôt qu'un type de réseau particulier. Deuxièmement, on peut considérer que certains types de réseau, comme le réseau de transport français, présentent depuis longtemps des caractéristiques permettant de le qualifier d'intelligent. Dans la pratique, le terme de réseau intelligent désigne plutôt un ensemble de technologies pouvant s'appliquer aux réseaux de transport et de distribution, mais également aux côtés production et consommation. Ces technologies doivent permettre une meilleure coordination des différents composants et acteurs, notamment grâce à des installations modernisées et un recours accru aux possibilités offertes par les nouvelles TIC. Un large spectre de technologies (Fig. 2.7), allant de la production à la consommation, peut donc être considéré comme permettant l'émergence d'un réseau plus intelligent. Les exemples [77], [163], [170] vont de la mesure précise de phaseurs aux conducteurs dont la capacité varie en fonction des conditions locales, en passant par l'alimentation du réseau par des véhicules électriques.

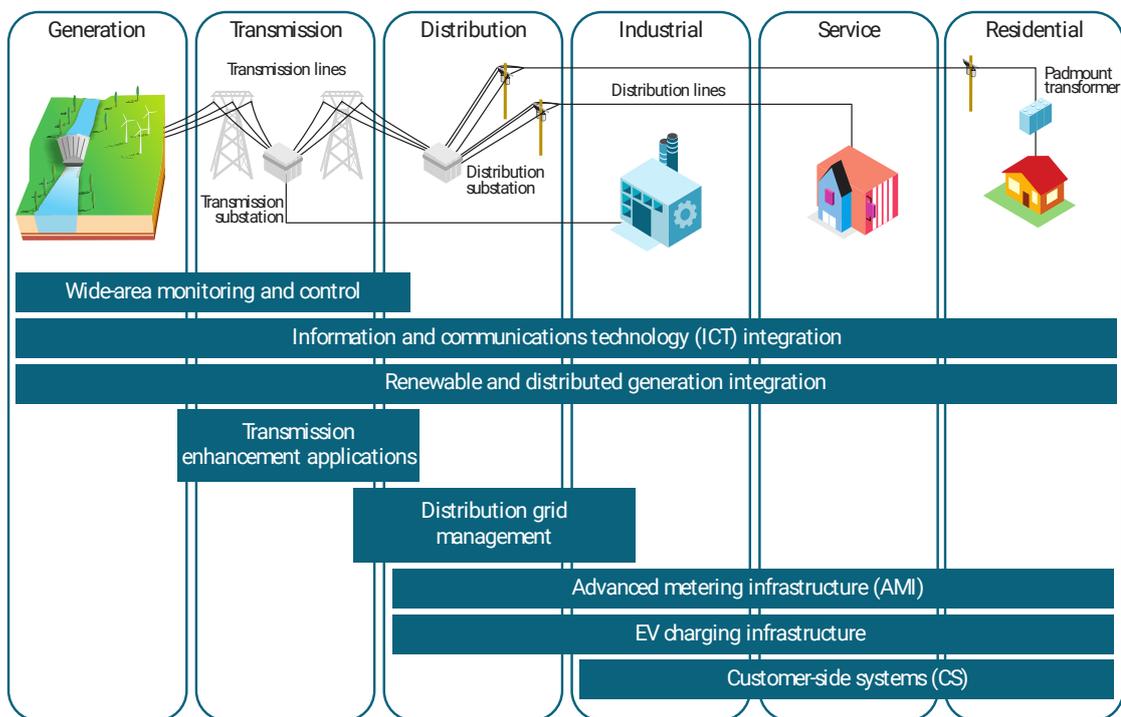


Figure 2.7 – Les principales catégories de technologies correspondant au concept de réseau intelligent [170]. Ces technologies ont des applications allant de la production à la consommation, en passant par le transport et la distribution.

En résumé, les réseaux intelligents doivent intégrer un large spectre de nouveaux équipements hétérogènes (Fig. 2.8), générant des flux d'information importants, mais également de nouveaux acteurs comme des fournisseurs de service, par exemple pour l'agrégation de capacité d'effacement [133]. En effet, ces nouvelles technologies et les possibilités qu'elles offrent amènent à repenser en profondeur les marchés de l'électricité, comme le reverra dans la Section 2.3.3. La capacité à intégrer efficacement l'ensemble de ces éléments est donc le principal verrou à lever, en plus de ceux existant sur les différents sous-systèmes.

En dehors des micro-réseaux décrits plus en détails ci-après, les travaux décrits dans ce document portent principalement sur la distribution vers les clients finaux, et ne concernent donc pas le transport. Nos contributions reposent en particulier sur la production renouvelable et le stockage distribués, de même que les moyens de communication. Les informations issues de compteurs communicants sont également nécessaires à la plupart des algorithmes dévelop-

pés, de même que les fonctionnalités d'automatisation de la distribution, par exemple pour la reconfiguration de la topologie via l'ouverture ou la fermeture d'un interrupteur.

2.3.2. Les micro-réseaux électriques

Un micro-réseau électrique (*microgrid*) est un petit réseau électrique pouvant fonctionner indépendamment du réseau électrique principal. Pour cela, il utilise des dispositifs locaux de production, de stockage et de consommation d'électricité, ainsi qu'une connexion éventuelle au réseau de distribution ou de transport (voir Fig. 2.9) [102]. La production peut se faire à partir de sources fossiles, souvent via un générateur diesel ou une micro-turbine à gaz, et/ou à partir d'énergies renouvelables. Comme pour les réseaux classiques, le stockage peut relever de nombreuses technologies, souvent des batteries au plomb ou des batteries lithium-ion. La consommation d'électricité peut résulter de n'importe quelle charge, qu'il s'agisse d'applications résidentielles, commerciales ou industrielles. Enfin, la connexion au réseau principal peut être inexistante, temporaire ou permanente sauf en cas de panne de ce réseau. De part sa structure, un micro-réseau peut donc être considéré comme l'un des constituants d'un réseau intelligent, une entité contrôlable, devant faciliter le recours à la production locale d'énergie en particulier d'origine renouvelable.

La définition précédente étant assez générale, divers types de micro-réseaux peuvent être distingués, que l'on considère leur taille ou leurs applications. En termes de taille, les exemples vont du kW à plusieurs dizaines de MW, ce qui implique des niveaux de tension et donc des points d'interconnexion au réseau différents [89]. On parle également parfois de *picogrid* ou *nanogrid* pour désigner une maison ou un bâtiment intelligent, ou de *mini-grid* pour désigner des réseaux plus grands, comme un ensemble de villages par exemple. Ces termes d'étant pas standardisés, leur utilisation et signification sont variables suivant le contexte. Dans la suite de ce document, le terme de micro-réseau sera utilisé de façon générique.

Les raisons motivant l'utilisation d'un micro-réseau sont diverses, et dépendent des acteurs considérés (Fig. 2.10). Parmi les principales, on peut noter [29] :

- L'absence ou insuffisance de réseau électrique. C'est une problématique à laquelle les populations habitant des zones reculées (déserts, îles, etc.) ainsi que les militaires sont confrontés depuis longtemps. Ces zones ne sont en effet pas ou peu desservies par les réseaux de distribution d'électricité, et doivent donc se débrouiller pour produire eux-même leur électricité, en fonction de leurs besoins.
- Le besoin de fiabilité (ou sécurité) et qualité d'alimentation. En effet, certaines applications, notamment industrielles, de sécurité (prisons) ou de santé (hôpitaux), nécessitent une fiabilité et qualité d'alimentation électrique élevée. Ceci implique que les coupures et perturbations sur le réseaux doivent être quasi inexistantes, sans quoi les pertes peuvent rapidement s'élever à plusieurs millions d'euros et des vies peuvent être en jeu. Dans certaines régions, les réseaux de distribution et/ou les centrales électriques sont par ailleurs peu fiables, ou alors l'alimentation n'est assurée que quelques heures par jour.
- La baisse des coûts de l'énergie. Grâce à la baisse des coûts des énergies renouvelables et du stockage, l'énergie produite localement est parfois moins chère que celle importée du réseau. Ce cas se présente surtout lorsque l'extension du réseau implique des sommes importantes relativement à l'investissement dans des installations de production et stockage locales. Néanmoins, l'utilisation du renouvelable présente aussi l'avantage de faciliter l'électrification de zones en développement à un coût limité, principalement sous forme d'investissement.
- L'atteinte d'un objectif spécifique. Il peut par exemple s'agir de minimiser les émissions de

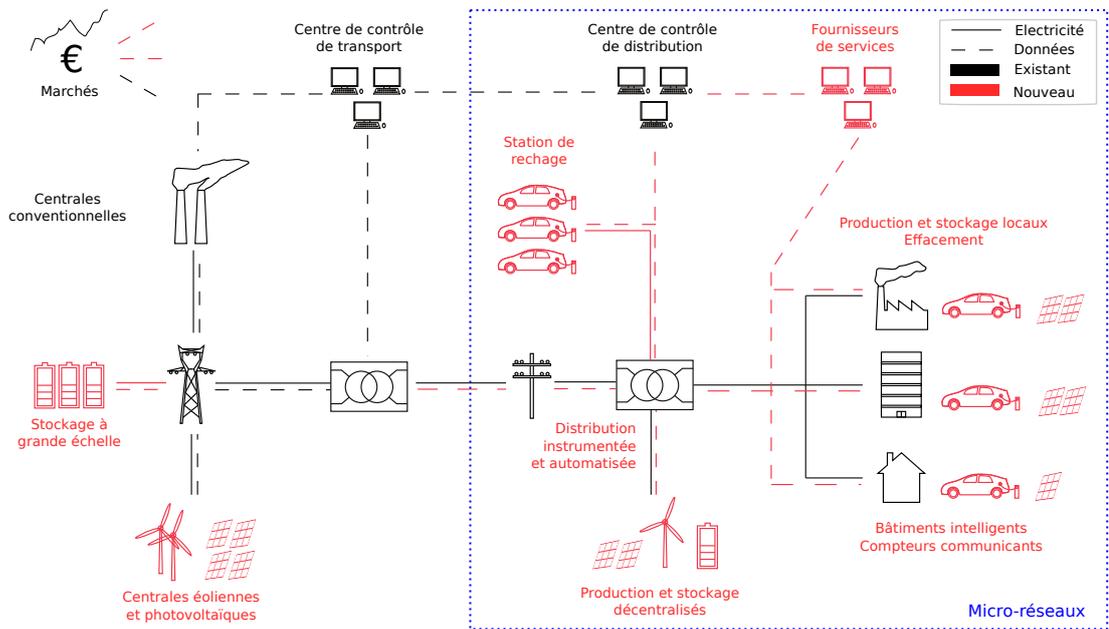


Figure 2.8 – Schéma de principe résumant les principaux changements introduits par les réseaux intelligents, avec un focus sur le côté distribution. Les éléments les plus marquants sont l'introduction du renouvelable et du stockage ainsi que des TIC jusqu'aux consommateurs.

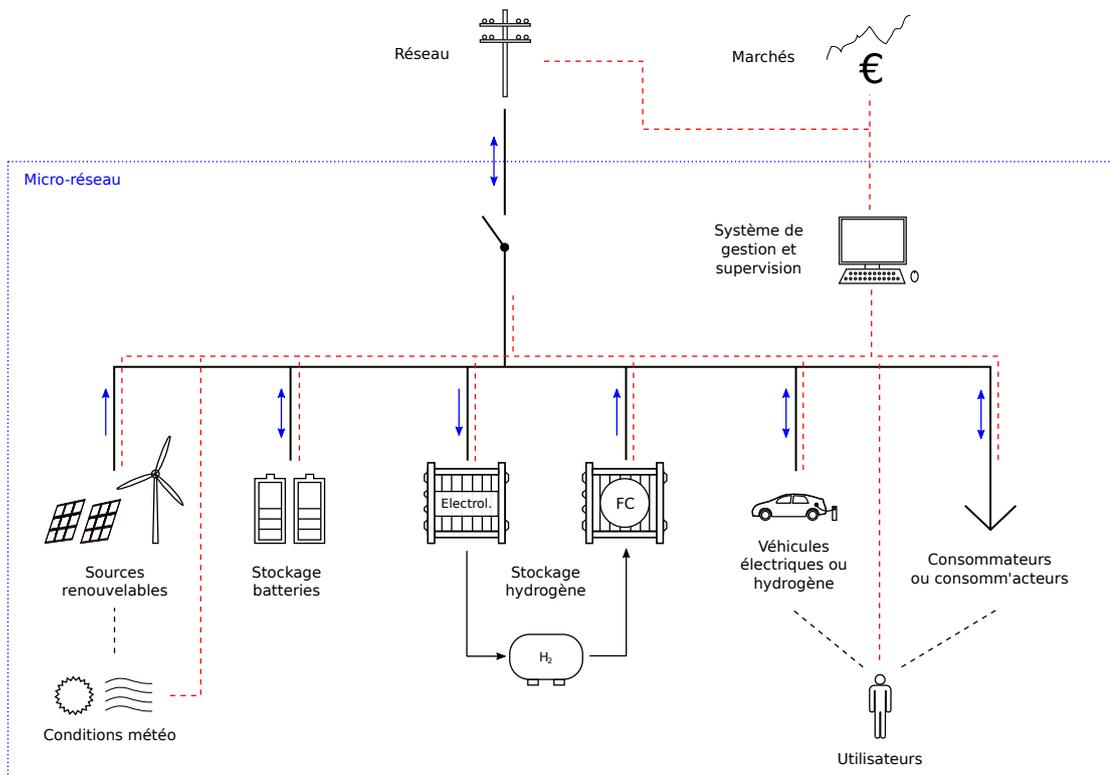


Figure 2.9 – Exemple d'architecture de micro-réseau basé entièrement sur des énergies renouvelables. Les traits noirs continus représentent des flux d'électricité, alors que les traits rouges pointillés représentent les flux d'information. Le stockage hydrogène combine un électrolyseur, des réservoirs de stockage ainsi qu'une pile à combustible. FC : fuel cell.

gaz à effet de serre, la dépendance énergétique, ou maximiser le recours aux énergies renouvelables. L'utilisation d'un micro-réseau permet d'influer directement sur ces facteurs, ce qui n'est pas possible en étant connecté au réseau principal.

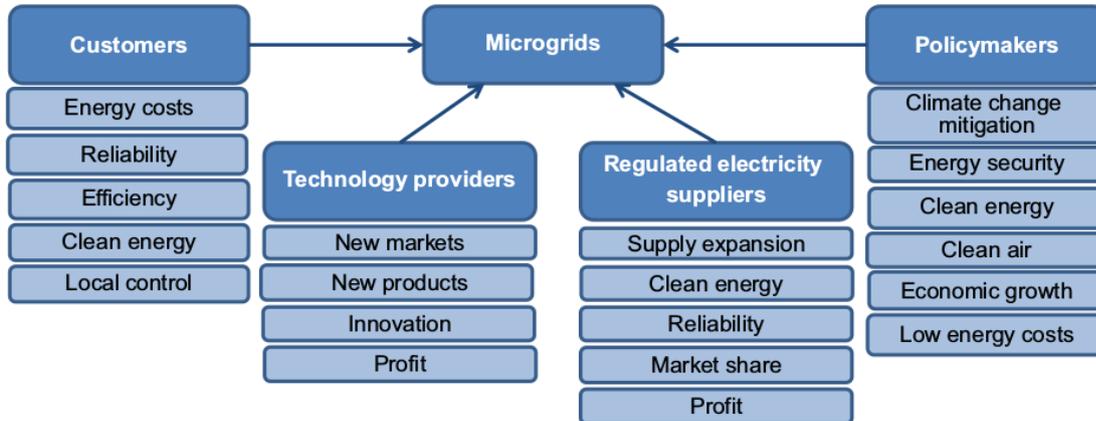


Figure 2.10 – Motivations pour l'utilisation de micro-réseaux du point de vue de différents types d'acteurs [124]. Des différences importantes existent suivant les types d'acteurs considérés.

Comme le sous-entend le premier item ci-dessus, le concept de micro-réseau n'est en réalité pas nouveau, puisque les premiers réseaux, construits dans les années 1880, étaient des formes de micro-réseaux. Par la suite, de nombreux réseaux autonomes, non connectés au réseau, ont fonctionné avec des générateurs diesel. Le regain d'intérêt récent³ pour cette thématique vient principalement de la massification de la production décentralisée d'origine renouvelable, souvent sous forme de PV, et complémentée, plus récemment encore, par celle du stockage de l'énergie électrique.

Plusieurs exemples de micro-réseaux lancés au cours des deux dernières décennies et intégrant du renouvelable peuvent être cités. La plupart des projets lancés jusqu'à récemment ont été soutenus par les pouvoirs publics via des programmes de recherche spécifiques, en particulier au Japon, en Europe⁴ ou aux États-Unis [124]. Un premier exemple est celui de Sendai, au Japon, où un micro-réseau a été créé dans le cadre d'un projet de recherche pour alimenter un ensemble de charges dont un hôpital. Il est principalement connu pour avoir continué à fonctionner malgré le tremblement de terre et tsunami de 2011 ayant conduit au désastre de Fukushima, grâce à des batteries et des turbines à gaz [136]. Ceci a notamment permis d'alimenter des charges prioritaires, alors que l'alimentation du réseau électrique a été interrompue pendant près de trois jours.

Un autre exemple est celui de l'île de Bornholm au Danemark, où vivent environ 28 000 personnes, et qui est alimentée par des centrales conventionnelles, des éoliennes, ainsi qu'une connexion au réseau suédois. Cela en fait un terrain d'expérimentation intéressant, au même titre que d'autres îles des territoires d'outre-mer français, par exemple. Quant à l'université américaine IIT, à Chicago, elle a installé à la fin des années 2000 un micro-réseau qui alimente la majeure partie des installations du campus⁵. La mise en place d'effacement et la fourniture de services au réseau ont permis de réaliser des économies notables. Enfin, l'île de Kythnos, en Grèce, héberge également un petit micro-réseau depuis près d'une dizaine d'années, dans le cadre de plusieurs projets européens. Ce petit micro-réseau alimente une douzaine de maisons individuelles et intègre notamment de la production PV, des moyens de stockage ainsi que des

3. À partir du début des années 2000 [198].

4. Par exemple à travers les projets MICROGRIDS (FP5, 2002-2005) et MORE-MICROGRIDS (FP6, 2006-2009).

5. Voir <http://www.iitmicrogrid.net/>.

générateurs diesel [118].

2.3.3. Les marchés de l'électricité

Si les technologies listées précédemment sont indispensables à une modernisation du réseau, l'évolution de la façon dont l'électricité s'échange et se valorise économiquement est elle aussi nécessaire. En effet, la valorisation de l'énergie électrique sur les marchés de gros se fait aujourd'hui au minimum à l'échelle du MW, entre producteurs et fournisseurs qui eux-mêmes alimentent les consommateurs finaux via le réseau [113]. Cependant, la capacité ou la flexibilité peuvent également être valorisés via des marchés spécifiques (Tableau 2.1), où c'est la capacité à fournir de la puissance ou à s'effacer rapidement qui est primordiale et non plus seulement l'énergie fournie. Ces nouveaux marchés tendent à gagner en importance avec l'augmentation du besoin en flexibilité induit par les énergies renouvelables [140].

Marché des <i>futures</i>	Marché de capacité	Marché <i>day-ahead</i> (J-1)	Marché infra-journalier
Plus d'un jour avant livraison	Jusqu'à des années avant livraison	Un jour avant livraison	Jusqu'à 5 min. avant livraison
Protège de la volatilité des prix	Valorise la capacité (production ou effacement)	Valorise production et consommation (énergie)	Valorise la flexibilité (puissance)

Tableau 2.1 – Principaux types de marchés de l'électricité en Europe de l'ouest, avec leur horizon de fonctionnement avant livraison et leur rôle. Malgré des différences entre pays, la situation tend à s'harmoniser.

Néanmoins, ces marchés ne sont pas adaptés à la gestion locale de l'énergie, où l'on peut imaginer que chacun pourrait vouloir vendre son énergie ou en acheter à son voisin. De nouvelles modalités sont donc à inventer pour permettre des échanges énergétiques et financiers au plus proche des consommateurs devenus « consom'acteurs ».

2.4. Défis à relever

Comme montré au cours de ce chapitre, les énergies renouvelables et le stockage d'énergie posent un certain nombre de défis quant à leur intégration dans les réseaux et les micro-réseaux. Ceux-ci sont nombreux, comme le montre par exemple la Fig. 2.11 au sujet des micro-réseaux, tandis que d'autres défis se posent pour les réseaux intelligents de manière générale [111]. On peut par ailleurs noter que des défis ne sont pas uniquement scientifiques et techniques, mais également économiques et réglementaires, et se déclinent suivant les applications et les périmètres étudiés (par exemple, entre domaine résidentiel et industriel).

Ne pouvant bien évidemment traiter tous ces défis, nos travaux se sont attachés à contribuer à en lever quelques uns, principalement en lien avec la gestion de l'énergie et le dimensionnement. Le premier sujet est celui de la gestion de l'énergie, visant principalement à définir quand utiliser quel composant et de quelle façon, dans un réseau de distribution résidentiel. La production décentralisée et le stockage impliquent que les flux d'énergie, d'information et d'argent peuvent être bi-directionnels, non seulement entre le consommateur et son fournisseur, mais également entre consom'acteurs et entre le consom'acteur et toute nouvelle entité proposant des services tels que l'effacement. Les questions principales portent sur comment organiser ces flux (prise de décision centralisée ou décentralisée, échanges directs ou via un intermédiaire, etc.) et leur impact technique, économique et environnemental (impact du taux de pénétration

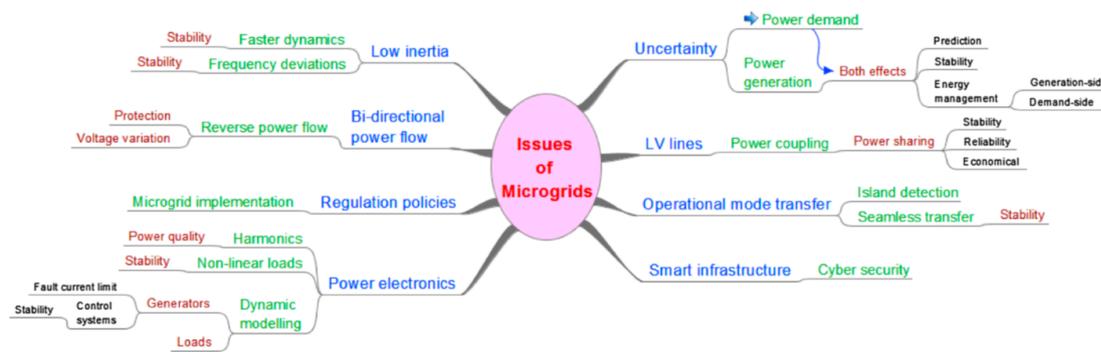


Figure 2.11 – Résumé des principaux défis liés aux micro-réseaux [10]. On peut noter que les défis sont non seulement techniques mais également économiques et réglementaires. Les technologies de production renouvelable et de stockage ne sont pas citées directement dans la figure, mais la plupart des défis sont liés à leur intégration.

PV et du stockage, rentabilité de l'effacement, etc.).

Au niveau des micro-réseaux, la problématique de la stabilité s'ajoute aux autres contraintes, et impose d'assurer en permanence un équilibre entre production et consommation. La gestion de l'énergie revêt alors une importance cruciale. En particulier, le contrôle des différents moyens de stockage, en prenant en compte leurs caractéristiques respectives, pose un large nombre de questionnements (impact du vieillissement et des incertitudes, coordination du stockage hybride, stabilité du système, minimisation des coûts globaux, maximisation de la qualité d'alimentation, etc.). À l'échelle de plusieurs micro-réseaux, des questions similaires se posent concernant la gestion des flux d'énergie. Par exemple, en cas de nécessité, comment un ensemble de micro-réseaux peut-il en « secourir » un autre sans affecter la stabilité du système et à un coût minimal ?

À plus long terme, lorsque le cycle de vie est considéré, la question du dimensionnement, visant à définir la taille en puissance et/ou énergie de chaque composant, est également impactée. Ceci est en particulier du fait du vieillissement des composants électrochimiques. En effet, un sur-dimensionnement permet une marge de sécurité en fonctionnement, mais entraîne un surcoût parfois non négligeable. À l'inverse, un sous-dimensionnement risque de mettre en péril la qualité de fourniture. Par ailleurs, le dimensionnement étant dépendant de la stratégie de gestion adoptée et vice versa, se pose la question de la définition d'une approche de dimensionnement optimale tant du point de vue technique qu'économique, et tant pour un système purement électrique que pour un système considérant plusieurs types d'énergie (électricité, chaleur, gaz et/ou hydrogène).

La présence d'énergies renouvelables et de stockage entraînant celle de convertisseurs statiques, des harmoniques de rang très élevé apparaissent et peuvent causer des perturbations. Cependant, les facteurs influençant l'émission et le comportement de ces supraharmoniques dans les réseaux étant encore mal connus, il convient également de les étudier plus en détails, en commençant par les problématiques liées à leur mesure précise dans des conditions réelles.

Si les sujets listés ci-dessus constituent l'essentiel de ceux sur lesquels nos travaux ont porté, d'autres défis peuvent être identifiés, comme la stabilité des micro-réseaux n'intégrant pas ou peu de sources conventionnelles, la transition entre mode connecté au réseau et mode îloté, les protections étant donné les plus faibles courants de court circuit, ou encore les modèles d'affaire intégrant les différents acteurs nécessaires à la conception, au financement, à l'exploitation et à l'utilisation de ces réseaux. Enfin, d'autres disciplines que le génie électrique au sens large ont également des contributions significatives à réaliser, par exemple sur la cyber-sécurité ou l'acceptabilité sociale des changements induits par le développement des nouvelles technologies.

Comme le montre la diversité des défis listés ci-dessus, de par leur nature, l'intégration des énergies renouvelables et du stockage est un sujet d'étude à la frontière de plusieurs domaines dont les communautés interagissent souvent peu : réseaux électriques, automatique, optimisation, électronique de puissance, stockage électrochimique, mais également informatique, économie, psychologie, ou sociologie.

2.5. Structure du document

Le reste du présent document est structuré en plusieurs chapitres, chacun correspondant à un sujet donné en lien avec l'intégration des énergies renouvelables et du stockage. Le Chapitre 3 décrit une étude de l'intégration de ces ressources via la gestion de l'énergie au niveau résidentiel, dans un micro-réseau, puis dans un réseau de micro-réseaux. Dans le Chapitre 4, l'accent est mis sur le dimensionnement des composants formant un micro-réseau, dans un premier temps entièrement électrique puis multi-énergies, d'abord isolé puis connecté aux réseaux. Par la suite, le Chapitre 5 s'intéresse à la mesure et la propagation des supraharmoniques (de 2 à 150 kHz) dans les réseaux, ces perturbations résultant de l'intégration des ressources renouvelables et de stockage à travers des convertisseurs statiques. Le Chapitre 6 résume l'ensemble des travaux et contributions décrits au cours des chapitres précédents, et propose plusieurs axes de recherche pour les prochaines années. Il propose par ailleurs une analyse du positionnement national et international des travaux réalisés et futurs. Enfin, l'Annexe A décrit les travaux réalisés sur la modularité et la résilience d'un système de gestion de grands *packs* de batteries dans des applications automobiles comme stationnaires.

3

Gestion de l'énergie dans les réseaux et micro-réseaux

Dans tout système électrique, qu'il soit embarqué ou stationnaire, étendu ou flôté, un système de gestion de l'énergie est nécessaire et assure le contrôle et la bonne coordination des composants le formant, suivant différents critères techniques, économiques, ou autres. Ce système peut avoir un niveau d'« intelligence » et de sophistication variable. Trois des thèses que j'ai co-encadrées traitent de sujets liés à la gestion de l'énergie. Leurs contributions sont décrites dans ce chapitre.

3.1. Gestion de l'énergie

Si plusieurs définitions existent, la gestion de l'énergie se réfère, de manière générale, à la gestion des flux d'énergie électrique dans un système, et vise à définir quelle puissance un composant doit fournir ou absorber et quand. De façon plus large, ceci correspond à une partie des tâches que le système de contrôle d'un réseau doit réaliser.

Comme le montre la Fig. 3.1, une approche hiérarchisée [42], [169] est communément utilisée pour classifier ces différentes fonctions dans le cas d'un micro-réseau¹. Une première couche, à l'échelle de la micro- ou milliseconde, s'occupe notamment du contrôle des convertisseurs via des signaux à modulation de largeur d'impulsion et de la protection du système. Une seconde couche, proche du contrôle primaire des grands réseaux, assure la stabilisation de la fréquence et de la tension à l'échelle de quelques secondes. La couche au dessus, allant jusqu'à un horizon de quelques minutes, vise notamment à restaurer la fréquence et la tension à leur niveau de référence après une perturbation [204]. Enfin la couche supérieure, dite de contrôle tertiaire, concerne plus précisément la gestion de l'énergie.

Cette couche supérieure a la particularité de se concentrer sur les constantes de temps de l'ordre de plusieurs minutes à plusieurs jours, et peut donc optimiser le fonctionnement du système suivant un large nombre d'objectifs et de contraintes. Ce type d'optimisation est difficile à mettre en place sur les autres couches du fait de la nécessité d'agir en temps réel pour celles-ci, et donc de définir des points de fonctionnement en très peu de temps.

1. Cette structure est inspirée de celle que l'on retrouve dans les grands réseaux.

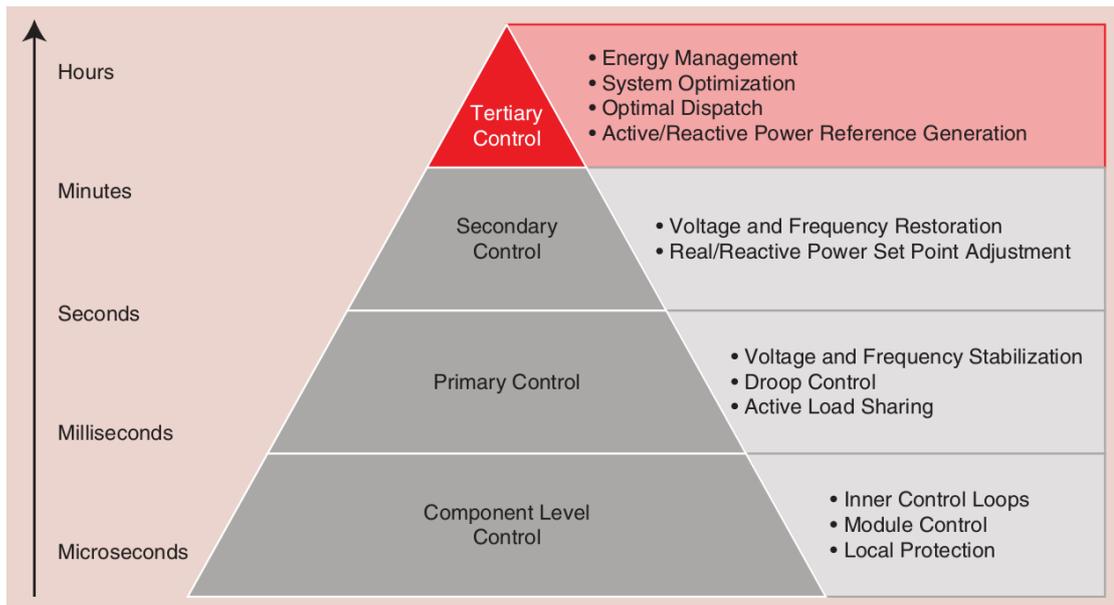


Figure 3.1 – Principales couches d'un système de contrôle d'un réseau électrique [42]. Les couches inférieures sont très rapides, et gèrent les composants de façon décentralisée. Les couches supérieures sont plus lentes et s'intéressent prioritairement au système dans son ensemble, et en particulier à la gestion de l'énergie.

La complexité d'un système de gestion dépend du système électrique où il est appliqué. Dans un réseau de distribution connecté à un plus grand réseau, la fréquence (et donc l'équilibre entre production et consommation) est réglée par le reste du réseau, et n'a donc pas besoin d'être contrôlée localement, à l'inverse de la tension. Le réseau principal sert donc de stockage infini. À l'échelle d'un micro-réseau îloté, le contrôle de la fréquence et de la tension doit être entièrement réalisé localement, avec au minimum des critères de stabilité, de qualité de fourniture mais également de coûts [45]. Dans la suite de ce chapitre, les travaux présentés s'intéressent à la gestion d'énergie dans ces deux types de réseaux : réseau de distribution, et micro-réseau.

3.2. Coordination centralisée et décentralisée des ressources résidentielles

Avec la baisse de leurs coûts, le développement de la production et du stockage décentralisés permet d'envisager de moins dépendre du réseau électrique principal pour l'alimentation des zones résidentielles, en particulier lorsque cela s'accompagne de nouvelles possibilités dans le contrôle des différents types de charges. En effet, l'intégration de la production photovoltaïque permet de réduire la puissance nette appelée sur le réseau, de même que l'effacement de charge et le stockage permettent de réduire la consommation lorsque c'est nécessaire en la déplaçant à un autre moment où la demande est plus faible.

Cependant, la coordination de ces nouveaux moyens de production ou de flexibilité nécessite une étude approfondie, puisqu'elle impacte non seulement les coûts et revenus des différents participants, mais également le profil de charge nette ainsi que la valeur du pic de demande. Parmi les problématiques posées, on retrouve notamment l'hétérogénéité des ressources disponibles, la nécessité de coordonner les actions pour réduire le pic de demande, l'obligation

d'assurer une équité entre participants, les contraintes en termes de coûts et d'équipement, mais également le respect de la vie privée et l'acceptabilité sociétale [53], [149].

La thèse de Berk Celik² (2014-2017) s'est intéressée à ce sujet, et a permis de proposer des mécanismes de coordination et d'échange d'énergie entre logements résidentiels dits intelligents, afin de maximiser l'utilisation d'énergie renouvelable locale ainsi que la réduction des factures énergétiques vis-à-vis du réseau. Pour cela, plusieurs approches ont été mises en œuvre sur la base d'un système multi-agents.

3.2.1. Approches distribuées et systèmes multi-agents

Si de nombreuses classifications d'algorithmes et techniques de coordination peuvent être utilisées, on réalise souvent une distinction entre les approches centralisées et décentralisées (ou distribuées³) [53], [147] :

- Avec l'approche centralisée, une entité possède l'ensemble des informations nécessaires à la prise de décision pour l'ensemble du système. Cette structure a l'avantage de permettre l'obtention de résultats optimaux, mais nécessite une puissance de calcul élevée et dépend entièrement du bon fonctionnement de l'entité centrale.
- À l'inverse, l'approche décentralisée ou distribuée ne repose pas sur une seule entité. L'ensemble de composants communiquent et interagissent pour arriver à un nouvel état du système. Cette approche a l'avantage d'être plus résiliente, par exemple en n'étant pas sujette à l'existence de nœud critique (*single point-of-failure*), mais elle nécessite une infrastructure de communication rapide et fiable .

Si l'approche centralisée est couramment utilisée dans les systèmes existants, elle souffre d'une difficulté à passer à l'échelle. L'augmentation rapide de l'intégration des ressources décentralisées implique par exemple une forte croissance du nombre d'appareils à contrôler, et donc de la puissance de calcul nécessaire. À cela s'ajoute une autre contrainte, plutôt d'ordre sociologique : le respect de la vie privée. En effet, l'entité réalisant le contrôle doit récupérer l'ensemble des informations nécessaires des différents composants du système (ici, les maisons d'un quartier), ce qui implique de fournir des données pouvant donner des indications sur les habitudes et modes de vie des occupants⁴.

Les techniques de prise de décision décentralisée sont donc de plus en plus étudiés. Les systèmes multi-agents (SMA) sont une des approches les plus utilisées dans la littérature. Un agent peut être défini comme une entité dotée de capacité de perception (mesures, réception d'information, etc.), de prise de décision et d'action (réalisation d'une tâche, envoi d'information, etc.), située dans un environnement (Fig. 3.2) [201]. Cet environnement peut comporter d'autres agents. Si les applications des SMA sont très diverses, dans le cadre qui nous intéresse ici, chaque maison dite intelligente est modélisée par un agent, réalisant par exemple des mesures de consommation et de production PV, communiquant avec ses voisins, prenant des décisions sur la base de ces informations, et les mettant en œuvre. L'ensemble du quartier forme alors un SMA, au sein duquel les agents interagissent entre eux.

L'utilisation de SMA présente plusieurs intérêts [147] :

- Ils permettent une implémentation distribuée plus résiliente et plus flexible (des agents peuvent être créés et supprimés à n'importe quel moment) qu'une approche centralisée

2. Thèse financée par l'UTBM. Publications du doctorant : [9], [19], [26], [48], [50]-[53], [80]-[82].

3. Les deux termes sont utilisés dans la littérature, parfois pour désigner le même concept. Le terme décentralisé désigne parfois une structure intermédiaire, ni centralisée ni totalement distribuée.

4. On retrouve actuellement ce débat avec le développement des compteurs communicants Linky d'Enedis, bien que la gestion et l'utilisation des données soient très encadrées par la loi.

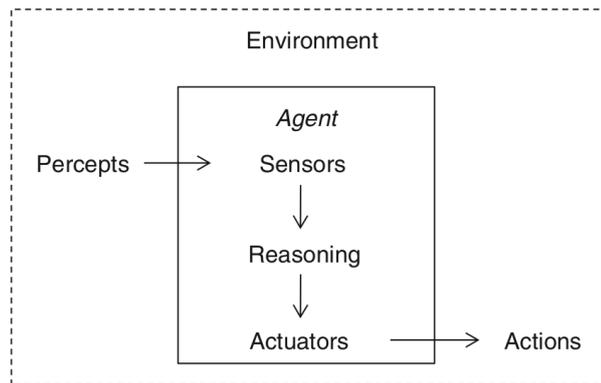


Figure 3.2 – Schéma de principe d'un agent [147]. Un agent est capable de percevoir son environnement grâce à des capteurs, de raisonner à partir de ces informations, de prendre des décisions et de les mettre en œuvre à partir d'actionneurs de différents types. Les perceptions et actions peuvent également correspondre à des messages échangés avec d'autres agents.

classique. Un agent n'a donc pas connaissance de toutes les informations du système, ce qui limite les problématiques de vie privée, et peut également réduire l'impact d'une fuite de données suite à une attaque informatique.

- Chaque agent est proactif et prend ses propres décisions, soit uniquement à partir de ses propres mesures, soit en interagissant avec d'autres agents. Il peut donc avoir ses propres objectifs et contraintes.
- La capacité des agents à interagir entre eux leur donne un caractère social, leur permettant ensuite de coopérer ou d'entrer en compétition les uns avec les autres. Des coalitions temporaires peuvent même être formées.

Si ces fonctionnalités semblent utiles à la conception de stratégies de gestion plus décentralisées, un certain nombre de conditions doivent être vérifiées pour permettre une implémentation fonctionnelle et efficace. On peut exemple citer le fait que les algorithmes doivent pouvoir eux aussi fonctionner de manière distribuée, ou encore que la communication entre agents doit également être fiable et rapide.

3.2.2. Échanges d'énergie entre maisons intelligentes

Dans le cadre de la thèse de Berk Celik, deux approches principales ont été proposées pour planifier l'utilisation de ressources résidentielles avec trois objectifs. Le premier est économique, et vise à permettre à limiter autant que possible la facture d'électricité de chaque occupant. Le deuxième est de maximiser l'utilisation d'énergie renouvelable locale. Enfin, le troisième est de réduire le pic de demande d'électricité sur le réseau de distribution, afin d'éviter une congestion des lignes et transformateurs, mais également d'éviter l'appel à des moyens de production de pic polluants (typiquement, des centrales à gaz ou au pétrole). Les solutions proposées reposent sur l'utilisation de moyens de flexibilité locaux (charges programmables et stockage), de nouveaux modes de tarification ainsi que sur la possibilité pour les résidents de s'échanger de l'énergie⁵.

5. On peut donc parler d'une forme d'autoconsommation collective. Ce concept n'était cependant pas entré dans la loi au moment où ces travaux ont débuté.

Modélisation des maisons et du quartier

Chaque maison est supposée comporter un ensemble de charges, donc certaines sont programmables, ainsi qu'un compteur communicant, des panneaux photovoltaïques, une batterie (Fig. 3.3) ainsi qu'une connexion au réseau de distribution. Un système de gestion de l'énergie communicant est également installé, et constitue un agent du SMA.

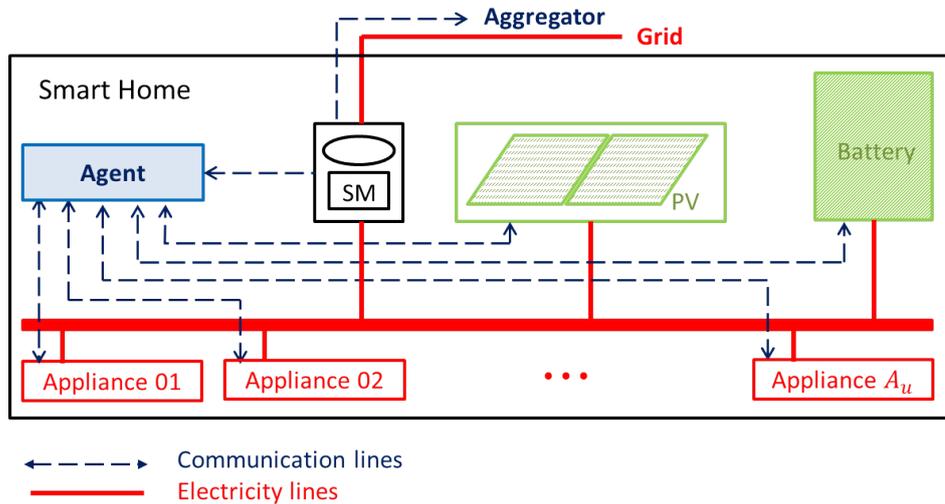


Figure 3.3 – Composants considérés dans une maison intelligente dans la thèse de Berk Celik. Chaque maison intelligente est équipée de charges, dont certaines sont pilotables, et peut également disposer de panneaux PV et d'une batterie. Un compteur communicant (SM : *smart meter*) assure la communication avec le fournisseur d'électricité et l'agrégateur.

Une approche de modélisation *bottom-up* a été utilisée, et permet un contrôle fin des composants, ce qu'une approche *top-down* classique, retournant seulement un profil agrégé de consommation d'une maison, ne permettrait pas [53]. L'approche repose sur la modélisation des différents sous-systèmes composant les maisons (PV, batterie, charges) et leur agrégation pour former le profil de consommation de chaque maison. Les caractéristiques des composants sont tirés aléatoirement de distributions normales dont les paramètres sont soit tirés de la littérature, soit estimés : présence ou non d'une batterie, puissance crête PV installée, nombre de luminaires, etc. Ceci permet d'intégrer une diversité dans les profils de consommation des maisons, que l'on retrouve dans la réalité. Parmi les charges considérées, on distingue deux types principaux : les charges classiques que l'on ne peut contrôler de fait de leur fonction (four, fer à repasser, etc.) et les charges programmables dont on peut contrôler le fonctionnement, et en particulier déplacer le moment du démarrage sans impact sur la fonction (machine à laver, sèche-linge, lave-vaisselle) et le confort de l'utilisateur qui peut fixer une plage horaire de fonctionnement autorisé.

En plus des maisons, une entité appelée agrégateur sert ici d'intermédiaire entre les maisons, et permet le fonctionnement de certaines méthodes de gestion décrites ci-après.

Première approche : incitation financière au partage

Dans la première approche proposée, l'idée est de permettre aux maisons de s'échanger de l'énergie entre elles en échange d'une faible subvention [82]. Les occupants paient leur consommation d'électricité à un tarif fixe, mais dépendant de l'heure (type heures creuses / heures pleines). La production PV vendue sur le réseau est en revanche rachetée à un prix légèrement

supérieur, de façon à favoriser la production renouvelable.

Afin d'évaluer l'intérêt de l'échange local d'énergie dans ces conditions, quatre méthodes de coordination, chacune formulée comme un problème d'optimisation, sont comparées :

- La première méthode sert de référence, avec l'utilisation de la batterie mais pas de planification des charges. Les échanges d'énergie avec les voisins ne sont également pas considérés. La batterie absorbe le surplus d'énergie PV et fournit la différence entre consommation et production PV. Le réseau sert de moyen de stockage considéré comme infini, lorsque les ressources locales sont insuffisantes.
- La seconde méthode est dite égoïste, où chaque maison cherche à minimiser sa facture d'électricité à l'aide de ses propres ressources (PV, charges, batterie), mais sans échange d'électricité entre voisins. Tous les agents réalisent donc, en parallèle, une optimisation de l'utilisation de leurs ressources propres, en planifiant la charge ou la décharge de la batterie ainsi que le fonctionnement de leurs charges.
- La troisième méthode est semblable à la précédente mais permet les échanges d'électricité. Il s'agit d'un processus itératif et partiellement décentralisé entre les maisons et l'agrégateur, où chaque maison envoie son profil net de consommation à l'agrégateur, qui leur renvoie ensuite le profil agrégé du quartier. À partir de cela, chaque maison peut ensuite adapter l'utilisation de ses ressources pour profiter au mieux de l'incitation économique à échanger de l'énergie au sein du quartier et ainsi minimiser sa facture.
- Enfin, la dernière méthode vise à minimiser la facture d'électricité du quartier, et non plus la facture individuelle de chacun. Il s'agit donc ici d'une optimisation centralisée classique, servant à évaluer comparativement la performance de l'approche précédente.

Ces modèles et méthodes sont implémentés en Java pour la partie SMA et communication, à l'aide du *framework* JADE, et dans Matlab pour la partie modèle [162]. L'intégration des deux parties est réalisée à l'aide du protocole TCP/IP sur le même ordinateur, chaque agent utilisant un port différent (Fig. 3.4). Un total de 10 maisons sont considérées dans la simulation, qui utilise un horizon glissant [143] pour la planification, c'est-à-dire que le problème est résolu périodiquement pour les prochaines heures. Ceci permet de prendre en compte les dernières informations disponibles, et en particulier les prévisions de consommation et de production.

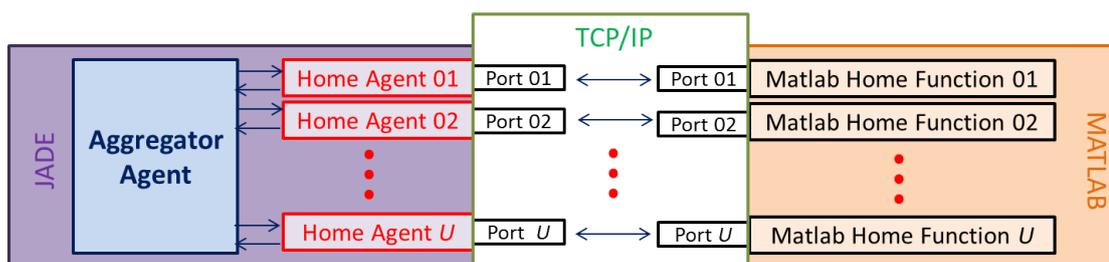


Figure 3.4 – Principe de fonctionnement de la co-simulation mise en œuvre dans la thèse de Berk Celik. JADE est utilisé pour modéliser la partie communication de chaque maison, et MATLAB pour modéliser le comportement physique du système. Les deux logiciels sont interfacés sur différents ports TCP/IP.

Les résultats de simulation montrent que, comme on pouvait l'attendre, la méthode centralisée retourne les meilleurs résultats pour l'ensemble du quartier, suivie de la méthode décentralisée, puis de la méthode égoïste et enfin la méthode de référence⁶.

6. Je ne précise ici pas les résultats numériques, ceux-ci étant peu représentatifs étant donné la faible taille du système et la sensibilité aux hypothèses (tarifs, équipements, etc.).

En revanche, en termes de temps de calcul, la dernière méthode demande un temps de calcul 27 fois supérieur à celui de la méthode décentralisée⁷. On peut également noter que des disparités assez importantes existent entre maisons, notamment du fait des différences d'équipement. Par exemple, les maisons disposant de batteries peuvent mieux moduler leur consommation nette, et donc mieux optimiser leur facture que les autres.

En guise de conclusion de cette première approche, on voit que si l'utilisation d'une méthode décentralisée est possible, elle repose ici sur l'existence d'un agrégateur servant d'intermédiaire et n'obtient pas de meilleurs résultats qu'une optimisation centralisée classique. Par ailleurs, l'instauration d'une incitation financière à l'échange d'énergie, si elle reste possible, serait difficile à mettre en place, non seulement pour des raisons pratiques (mesure et facturation, par exemple) mais également pour des raisons financières et politiques puisqu'elle devrait probablement être financée par une nouvelle taxe sur le prix de base de l'électricité.

Deuxième approche : tarification dynamique

Afin de proposer une solution ne butant pas sur ces limitations, une deuxième approche a été proposée [26], également dans la thèse de Berk Celik. Une tarification dynamique dépendant de la production et de la consommation locales a donc été intégrée. Celle-ci combine un tarif fixe dépendant de l'heure, comme dans le cas précédent, et y ajoute une fonction quadratique dépendant de la consommation nette agrégée du quartier. Un exemple est fourni par les Figs. 3.5 et 3.6. Cette solution permet d'inciter les occupants des maisons à consommer plus lorsqu'il y a un surplus de production locale, et à s'échanger de l'énergie lorsque la consommation est élevée. Cette tarification est la même qu'il s'agisse de consommation ou de production nette ; il n'y a donc pas de tarif de rachat différent.

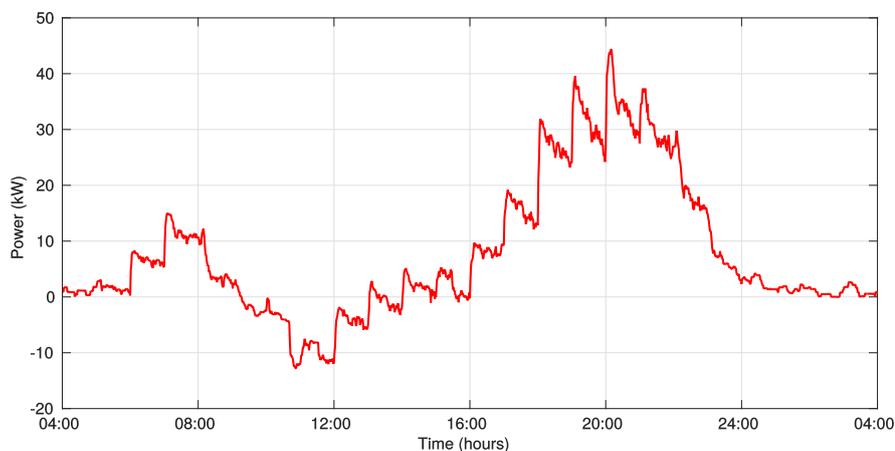


Figure 3.5 – Profil de charge nette d'un quartier dans la thèse de Berk Celik. Ce profil correspond à la différence entre la consommation des différentes charges et la production PV locale, d'où des périodes où le total est négatif.

Deux algorithmes décentralisés de coordination sont proposés, en plus d'un algorithme de référence et d'une méthode égoïste, comme dans l'approche précédente. Les deux méthodes reposent là aussi sur un processus itératif (Fig. 3.7), où l'agrégateur envoie les tarifs de d'achat et de vente aux maisons, qui préparent la prévision de consommation qui en résulte. Le processus continue jusqu'à ce que la fluctuation des tarifs devienne inférieure à un seuil fixé arbitrairement. La différence principale entre les deux méthodes réside dans la gestion de la synchronisation

7. Dans les deux cas, le pas de temps utilisé pour la modélisation est plus court que celui utilisé pour l'optimisation de façon à limiter le temps de calcul.

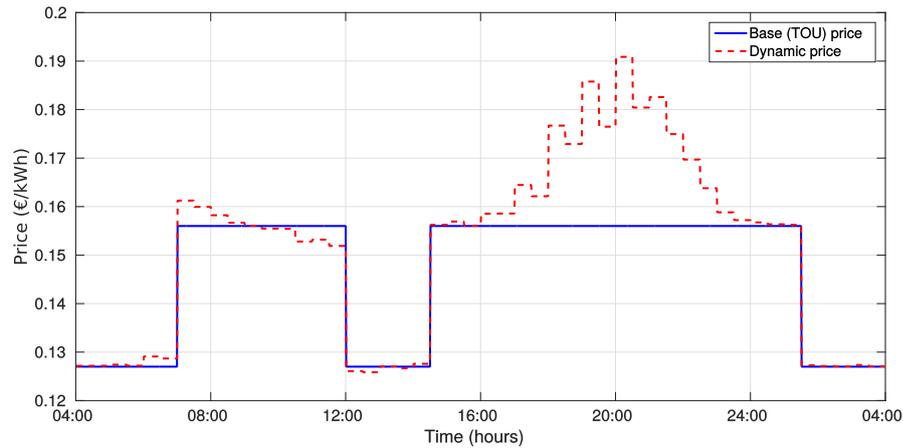


Figure 3.6 – Tarif dynamique résultant du profil de charge précédent dans la thèse de Berk Celik. La base du tarif est fixée en fonction des heures, et une partie dynamique dont la valeur dépend de la charge nette locale vient s'y ajouter.

entre les maisons et l'agrégateur :

- La première méthode réalise ce processus de façon synchrone, puisque l'agrégateur attend d'avoir reçu les profils de toutes les maisons avant de renvoyer les tarifs.
- Avec la seconde méthode, chaque maison envoie tour à tour son profil et l'agrégateur met à jour les tarifs après avoir reçu le profil de chaque maison.

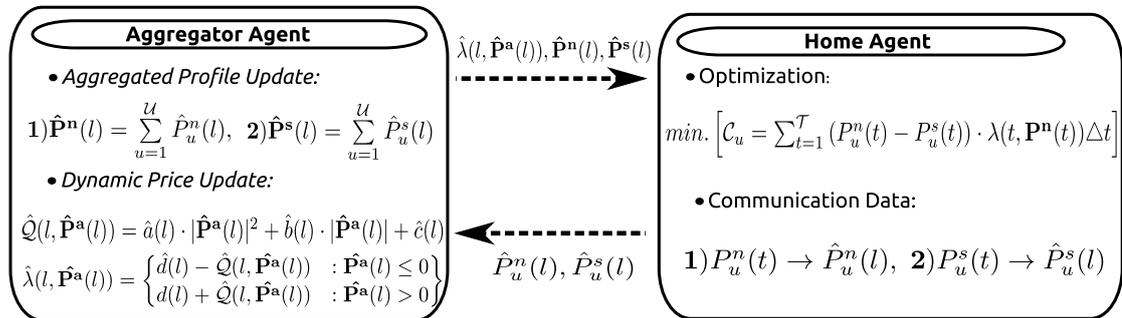


Figure 3.7 – Interactions entre agents des maisons intelligentes et de l'agrégateur dans la thèse de Berk Celik. Les variables P correspondent à des puissances, Q et λ à des prix, et C à un coût. L'exposant n correspond à une valeur nette d'une maison, a au périmètre du quartier, et s à ce qui est vendu.

Comme pour l'approche précédente, l'ensemble est implémenté à l'aide de la plateforme de co-simulation combinant JADE et MATLAB. Le modèle de maison intelligente est amélioré pour prendre en compte différents niveaux de revenus, ce qui impacte la taille des habitations et leur équipement. Un total de 25 maisons est simulé, pour 400 charges dont 48 programmables.

Les résultats de simulation décrits ci-après sont analysés sous l'angle de 3 métriques, en plus du coût (critère économique) et de l'impact sur le pic de demande nette (critère technique). La métrique SR-01 représente le pourcentage de maisons qui ont réduit leur facture d'électricité sur l'année. Pour SR-02, il s'agit du pourcentage de jours de l'année où le coût de l'énergie pour le quartier a été réduit. Enfin, SR-03 représente le pourcentage de jours de l'année où la consommation d'électricité du quartier a été réduite. Ces métriques permettent de mieux évaluer l'efficacité des algorithmes dans le temps mais également entre maisons.

Les résultats numériques montrent que la méthode tour à tour permet d'obtenir la plus grande

réduction de coûts pour l'ensemble du quartier, ainsi que la plus forte réduction du pic de demande. On observe la même chose pour les 3 métriques proposées. La méthode synchrone obtient les seconds meilleurs résultats, suivie de la méthode égoïste puis de celle de référence. Le temps de calcul est en revanche près de 16 fois plus long avec la méthode au tour par tour qu'avec la méthode synchrone, puisqu'aucune parallélisation n'est possible. On peut également noter qu'avec les deux méthodes décentralisées proposées, la valeur de la métrique SR-01 atteint 100 %, et les deux autres plus de 90 %. Ceci signifie que ces méthodes sont efficaces presque toute l'année, et ce sans nécessiter une subvention comme dans la première approche présentée.

Conclusion sur ces travaux

Les deux approches présentées ci-dessus et issues de la thèse de Berk Celik ont montré qu'il est possible de proposer des mécanismes et algorithmes permettant de gérer les ressources résidentielles de façon décentralisée et efficace. L'une des leçons principales à tirer des résultats obtenus serait également qu'il est préférable pour la plupart des résidents et pour l'opérateur de réseau d'échanger de l'énergie avec leurs voisins, en gérant au mieux leurs charges et moyens de stockage. En effet, si la méthode égoïste peut retourner de bons résultats pour les occupants les plus flexibles, cela n'est pas le cas pour le reste du quartier.

Parmi les contributions principales de ces travaux, on peut citer :

- Un modèle *bottom-up* de maison intelligente a été proposé. Celui-ci repose sur l'agrégation de profils de consommation d'appareils que l'on retrouve typiquement dans chaque foyer, et dont les caractéristiques sont tirées dans une distribution aléatoire. Ceci permet de réaliser un contrôle fin du profil de charge des maisons.
- Plusieurs méthodes décentralisées ont été proposées pour la gestion des ressources résidentielles, en prenant en compte les contraintes de confort et de confidentialité des utilisateurs, en plus des objectifs techniques (maximisation de l'énergie renouvelable utilisée, réduction du pic de demande) et économiques (coûts).
- Une plateforme de co-simulation a été conçue et mise en œuvre pour permettre d'interfacer une plateforme multi-agents, nécessaire pour implémenter les communications entre agents et leur vie, et MATLAB, utilisé pour modéliser les composants physiques.
- Des simulations ont montré que les méthodes proposées sont fonctionnelles, bien qu'elles restent soumises à un compromis entre temps et puissance de calcul et performance. Ces performances sont d'ailleurs meilleures (à l'échelle d'un quartier) que celles obtenues par les approches classiques ou égoïstes, comme le montrent les trois métriques proposées.

Une analyse détaillée indique toutefois qu'un certain nombre de problèmes restent à étudier de plus près avant de déployer un tel système :

- Premièrement, les incertitudes sur la charge et la production PV ne sont prises en compte que partiellement, à travers la modélisation et à l'aide d'un algorithme simple permettant de répartir entre maisons les écarts entre prévisions et réalisations. Pour faire face à des erreurs importantes, d'autres techniques devraient être mises en œuvre, comme celles décrites dans la Section 6.2.2.
- La mise à l'échelle des approches n'a été testée que sur quelques dizaines de maisons, et non sur de grands systèmes, en comportant des centaines ou milliers. Une analyse des conséquences en termes de temps de calcul, de fiabilité des résultats, et de besoins en bande passante serait nécessaire pour aller plus loin.
- Les économies réalisées en termes de réduction de facture sont relativement faibles en termes d'euros. Ceci reste toutefois dépendant du niveau de flexibilité existant : plus il y a

de sources de flexibilité (batteries par exemple), plus la charge nette peut être modulée, et plus les économies potentielles sont importantes. D'autres éléments comme le chauffage ou la climatisation pourraient également être intégrés [104].

- Le coût d'achat et de maintenance des ressources telles que le PV et les batteries n'a pas été considéré, puisque seul le coût de l'électricité l'a été. S'il semble qu'une partie des investissements dans des panneaux PV ou des batteries réalisés par des particuliers le soient pour des raisons environnementales plus que purement économiques [125], il serait nécessaire de prendre en compte ces coûts non négligeables, ce qui sera fait dans la Section 3.2.3. Le coût des infrastructures de communication nécessaires n'a également pas été pris en compte, bien qu'il semble relativement peu élevé.
- La perception et l'acceptabilité des résidents vis-à-vis des modes de tarification proposés et des échanges locaux d'énergie sont également des problématiques importantes, qui n'ont ici pas été traitées. Une tarification dynamique, si elle est techniquement réalisable, peut être mal perçue par les résidents car elle implique pour le consommateur de suivre de beaucoup plus près l'évolution des tarifs que pour un mode de tarification classique [130]. De même, il est nécessaire d'assurer une égalité de traitement de tous les résidents par les algorithmes, sous peine de voir une forme de défiance s'installer.

3.2.3. Intégration aux marchés des ressources résidentielles

Si l'agrégateur utilisé jusqu'alors n'est qu'un intermédiaire de communication sans autre plus-value, dans la réalité, il sert plutôt à agréger de l'énergie ou de la réduction de charge (et donc plutôt de la puissance) pour la vendre sur les marchés de l'énergie [87]. L'agrégateur est donc un participant aux marchés de gros qui est capable de fournir de la « demande négative », équivalente à de la production du point de vue de l'équilibre entre production et consommation. Pour cela, il coordonne la réduction de la consommation d'un large nombre de consommateurs, industriels, commerciaux ou résidentiels. Si l'effacement de grands consommateurs est fonctionnel et efficace depuis des années⁸, l'application du même principe à l'échelle résidentielle reste plus difficile : les puissances mises en jeu sont beaucoup plus faibles d'où un nombre très élevé de participants nécessaires, et les compensations financières récompensant les réductions de charge nécessitent un modèle d'affaire fonctionnel. Ce modèle d'affaire repose sur la différence entre ce que l'agrégateur parvient à vendre sur le marché et ce qu'il paie pour la réduction de charge aux participants avec lesquels il a un contrat.

Dans la troisième partie de sa thèse, Berk Celik a proposé une extension de nos travaux précédents [100] réalisés en collaboration avec Colorado State University et South Dakota State University aux États-Unis. Ceux-ci ont permis de mettre en évidence la possibilité de créer un prix d'incitation (*customer incentive price*, CIP) à participer à la réduction de charge, résultant d'une optimisation visant à maximiser le profit de l'agrégateur grâce au contrôle de charges résidentielles (l'intégration de PV et de stockage ne sont ici pas considérés). L'extension proposée vise à étudier l'impact de l'intégration du PV sur les résultats.

Architecture et fonctionnement du système

Le système étudié comporte 4 types d'acteurs (Fig. 3.8) : les maisons intelligentes, dotées de charges programmables et de PV, l'agrégateur, l'opérateur du réseau de distribution et fournisseur⁹, et le marché spot où s'échangent des blocs d'énergie pour livraison à court terme.

Le principe de base proposé est de permettre aux résidents de choisir en temps réel leur four-

8. Voir <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=24872>.

9. Dans le contexte américain, les deux rôles sont assurés par la même entité.

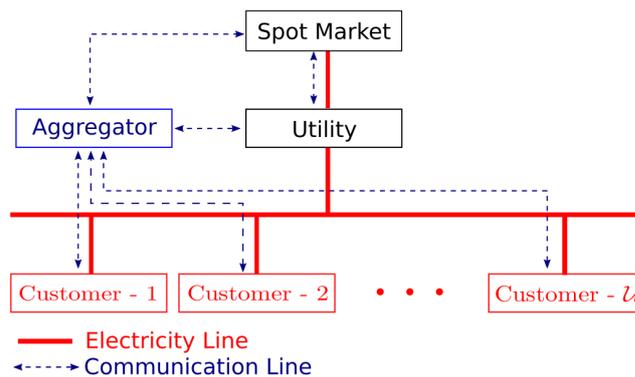


Figure 3.8 – Interactions entre maisons intelligentes, fournisseur d'électricité (*utility*), agrégateur et marché spot dans la thèse de Berk Celik. Les maisons peuvent choisir d'acheter leur électricité à leur fournisseur habituel ou à l'agrégateur. Ce dernier vend de la capacité de réduction de charge sur le marché spot.

naisseur d'électricité : soit leur fournisseur habituel qui utilise une tarification dynamique identique à celle que l'on retrouve dans certaines zones des États-Unis¹⁰, soit l'agrégateur qui utilise le CIP. Ce CIP est déterminé par l'agrégateur lui-même à partir du prix du marché spot et des compensations offertes aux résidents participants, grâce un problème d'optimisation dont l'objectif est la maximisation de son profit. Pour cela, l'agrégateur peut planifier le fonctionnement des charges des résidents ayant opté pour le CIP, dans les limites imposées par ceux-ci à travers un modèle dit α -model [100], [200]. Ce modèle permet d'associer à chaque appareil contrôlé un critère de confort ou de coût, servant ensuite à déterminer si l'appareil du participant concerné prendra part à la réduction de charge ou non.

Le profit de l'agrégateur¹¹ est la somme du revenu de la vente d'énergie aux résidents et de la vente de consommation négative sur le marché spot, à laquelle on retranche les coûts liés aux achats sur le marché spot. Si, en l'absence de PV, l'agrégateur cherche à déplacer les charges des périodes de forte demande vers celles où elle est moindre, l'introduction de PV change la donne. En effet, les périodes de forte production PV ne coïncident pas avec celles où la charge est la plus élevée. De plus, la charge peut devenir négative par moments, du fait de la production PV. Ces changements imposent de revoir en profondeur la formulation des équations formant le problème d'optimisation par rapport à [100], notamment pour considérer l'ensemble des cas possibles (charge nette positive ou négative, par exemple).

Simulations avec prise en compte du PV et mise en œuvre du calcul haute performance

Afin de permettre à l'agrégateur de participer au marché spot, un large nombre de charges doit être mobilisé pour atteindre un seuil de puissance de minimal, proche du MW. Ceci implique que la dimension du problème d'optimisation à résoudre est très élevée, et peu donc potentiellement demander un temps de calcul excessivement long. Pour éviter cela, l'une des solutions est d'avoir recours au calcul haute performance (*high performance computing*, HPC) qui permet de paralléliser massivement les calculs, lorsque le problème s'y prête [182].

Trois approches de parallélisation sont possibles [48]. La première, utilisant la technique dite

10. Avec celle-ci, plus la demande est sur le réseau est élevée, plus le tarif est également élevé. Un exemple est visible ici : <https://hourlypricing.comed.com/live-prices/>.

11. L'un des objectifs de cette étude était de déterminer si un modèle d'affaires basé sur la planification de ressources résidentielles pouvait être rentable suivant les techniques proposées. En conséquence, l'objectif principal est de maximiser le profit de l'agrégateur. Néanmoins, d'avantage de travaux seraient nécessaires pour étudier les gains pour les participants ainsi que pour la collectivité (à travers une forme de *global welfare* par exemple), sous forme financière mais également environnementale.

OpenMP, consiste à diviser l'ensemble des charges sur le nombre de cœurs de calcul disponibles. La seconde, utilisant la technique dite MPI, permet de diviser l'horizon de calcul (ici, une année) sur le nombre de cœurs disponibles. Enfin, la troisième approche combine les deux précédentes (Fig. 3.9). Cette dernière est implémentée en C++ sur le supercalculateur Summit [44] de Colorado State University¹², disposant de plus de 9000 cœurs. Le problème d'optimisation est résolu à l'aide d'une variante d'un algorithme génétique, appelée GENITOR [206]. Le système simulé inclut, dans cette partie, 5555 maisons pour plus de 56 000 charges programmables.

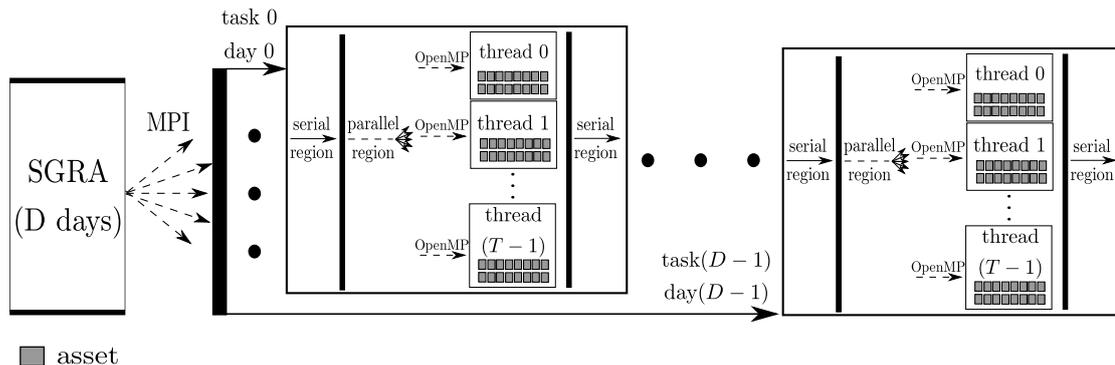


Figure 3.9 – Approche combinant les techniques OpenMP et MPI pour la résolution du problème d'optimisation (intitulé SGRA) dans la thèse de Berk Celik. Une double parallélisation est réalisée, puisque l'approche OpenMP permet une parallélisation des charges alors que l'approche MPI permet une parallélisation des différents jours de simulation.

Les résultats de simulation indiquent, tout d'abord, que la parallélisation du calcul permet des gains de temps significatifs : il est réduit de près de 16 heures à environ 2 heures avec moins d'une cinquantaine de cœurs. Un autre résultat significatif est que le profit de l'agrégateur diminue fortement avec l'augmentation de la pénétration PV résidentielle. En effet, il est maximum lorsqu'il n'y a aucune installation PV. Ceci est lié à la production PV qui rend la charge nette faible ou négative durant la journée, et rend l'intérêt de planifier le fonctionnement de charges à ce moment nul. La Fig. 3.10 montre par exemple le profit réalisé par l'agrégateur au cours de 7 jours et pour différents niveaux de pénétration PV. On peut en revanche noter que l'intégration du PV permet de réduire les coûts pour les résidents, du fait de la production d'énergie « gratuite » qui en résulte.

Intégration du stockage batterie

À la suite de sa thèse, Berk Celik a pu continuer à travailler sur ce sujet dans le cadre de son contrat de post-doctorat. Après l'intégration du PV, l'étape suivante a logiquement été de prendre en compte l'impact du stockage [9]. En effet, si intégrer du PV réduit le profit de l'agrégateur, disposer d'un moyen de stockage centralisé (donc pas au niveau de chaque maison) pourrait fournir plus de flexibilité et donc potentiellement augmenter les profits de l'agrégateur. La formulation du problème a donc été complétée pour intégrer le stockage par batterie, pour laquelle un modèle de vieillissement calendaire et de cyclage est intégré [126]. Deux stratégies de contrôle de la batterie sont comparées : permettre la recharge uniquement avec le surplus de production PV, ou permettre également d'utiliser de l'énergie achetée sur le marché spot.

Le même système avec 5555 maisons est utilisé pour tester l'impact de la batterie sur les résultats. Le problème est résolu en utilisant les mêmes techniques et outils de parallélisation

12. Voir <https://www.colorado.edu/rc/resources/summit/specifications>. Les tests ont été réalisés lors du séjour de 5 mois de Berk Celik dans cette université.

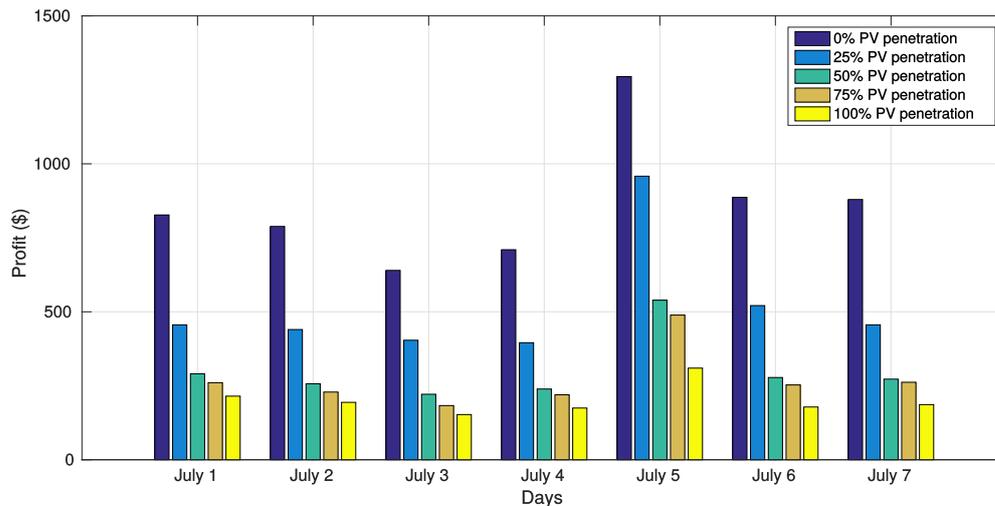


Figure 3.10 – Profit total de l'agrégateur sur 7 jours pour différents niveaux de pénétration PV dans la thèse de Berk Celik. On observe que le profit diminue avec le taux de pénétration du PV puisque la charge nette est réduite, de même que sa flexibilité et donc le profit potentiel.

que précédemment, mais sur une année entière. Du fait de cette longue durée et des contraintes de couplage temporel introduites par le stockage, le temps de calcul passe à environ 48 heures en utilisant 93 cœurs, alors que plus de 4000 heures auraient été nécessaires avec un seul. Les résultats numériques montrent que l'ajout de la batterie permet d'augmenter le profit de l'agrégateur par rapport au cas de base (sans PV), et que la seconde méthode de contrôle de la batterie permet de quasiment doubler ce profit par rapport à l'autre méthode. Un exemple est visible dans la Fig. 3.11, où les résultats pour deux jours différents sont tracés. L'impact du PV sur la charge nette est évident, de même que l'utilité du stockage qui permet de réduire le pic de demande et donc le prix.

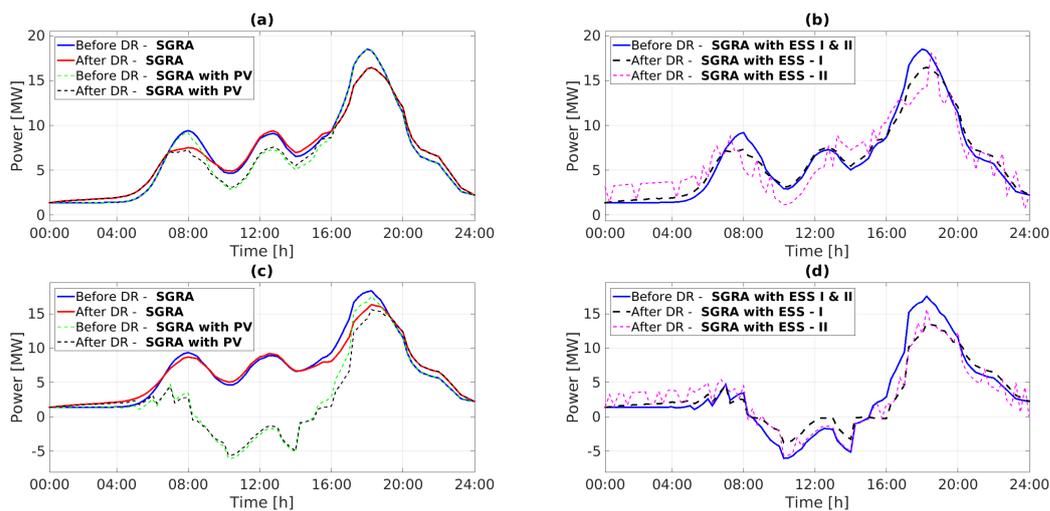


Figure 3.11 – Profils de charge avant et après optimisation. (a) et (b) le 25 novembre (jour peu ensoleillé), et (c) et (d) le 7 juillet (jour très ensoleillé). SGRA correspond au problème de planification étudié. ESS-I et ESS-II correspondent aux deux méthodes de contrôle de la batterie. On observe clairement l'impact de l'intégration du PV sur le profil de charge nette, ainsi que la réduction du pic de demande grâce à la planification des charges.

Conclusion sur ces travaux

Le travail de Berk Celik a donc permis de montrer qu'il pouvait être intéressant pour un agrégateur de proposer un tarif dynamique aux résidents de façon à les inciter à réduire temporairement leur consommation, ce qui permet ensuite à l'agrégateur de vendre cette capacité sur les marchés. Grâce à cela, l'agrégateur peut donc réaliser un profit, ce qui n'avait pas été étudié dans les premiers travaux décrits plus haut. Par ailleurs, les résultats ont montré qu'intégrer du PV pouvait bénéficier aux résidents mais pas forcément à l'agrégateur, bien que cela puisse être largement compensé par l'utilisation d'une batterie par ce dernier. Du fait de la grande taille du problème, la mise en œuvre du calcul parallèle a également permis de montrer que le temps de calcul pouvait être fortement réduit. L'utilisation de cette technique permet donc de contribuer à lever l'un des inconvénients des approches centralisées, telles que celle ici étudiée.

Le point principal pouvant porter à discussion est ici sur le dimensionnement du stockage et son impact financier. En effet, les batteries sont aujourd'hui relativement chères, malgré leur baisse de coûts continue, et leur coût d'achat est donc important. Le modèle de vieillissement intégré montre également que la batterie atteint sa fin de vie après 4 à 8 ans, suivant la méthode de contrôle utilisée, ce qui implique de la remplacer après cette période et donc réitérer l'investissement initial. Compte-tenu des profits réalisés par l'agrégateur, le coût de la batterie est aujourd'hui bien trop élevé pour justifier un tel achat, mais cette situation pourrait changer avec la baisse des coûts et l'augmentation de la durée de vie des batteries.

3.3. Contrôle de micro-réseaux basé sur la commande passive

Si la gestion de l'énergie telle qu'étudiée par Berk Celik s'intéresse à des constantes de temps de l'ordre de la minute ou plus, la commande d'un système électrique doit également prendre en compte l'ensemble des phénomènes plus rapides pouvant être observés. C'est donc ce sur quoi les travaux de la thèse de Suyao Kong¹³ (depuis 2016), réalisés en partie dans le cadre du projet ANR DATAZERO¹⁴, se focalisent. Ils visent à réaliser la commande d'un micro-réseau alimentant un datacenter uniquement à partir de sources renouvelables et de moyens de stockage.

Commande passive

À l'inverse d'autres méthodes de gestion étudiées dans d'autres thèses, celle utilisée ici est à très court terme, c'est-à-dire à l'horizon de quelques secondes au plus, et basée sur le principe de la commande passive [141]. Celle-ci considère le système étudié comme un ensemble de composants multiports réalisant des transformations d'énergie, dont une partie est dissipée. En d'autres termes, il s'agit de considérer un système physique comme un transformateur d'énergie, pour lequel l'énergie reçue par le système est égale à la somme de l'énergie stockée et de l'énergie dissipée. L'objectif du contrôle passif est alors d'assurer cette conservation de l'énergie à l'aide de fonctions d'énergie et de dissipation souhaitées. Cette technique permet notamment d'assurer la stabilité du système à commander, tout en permettant une interprétation physique

13. Thèse financée par le China Scholarship Council, et intégrée au projet ANR DATAZERO. Publications de la doctorante à ce jour : [13], [14], [34], [58], [59].

14. Projet ANR débuté en 2015, rassemblant les laboratoires FEMTO-ST, LAPLACE et IRIT, ainsi que l'industriel EATON, autour du développement (en simulation) d'un datacenter alimenté uniquement par des énergies renouvelables locales. Les contributions du département Énergie de FEMTO-ST concernent principalement la modélisation des composants électriques ainsi que la commande du système validée en simulation comme sur un banc de laboratoire représentant un micro-réseau. Les départements d'informatique (DISC) et d'automatique (AS2M) de FEMTO-ST participent également au projet.

des actions de contrôle puisqu'elle est basée sur l'énergie et non un signal comme dans les approches classiques.

Plus spécifiquement, la méthode *Interconnection and Damping Assignment Passivity Based Control* (IDA-PBC) [197], [199] repose sur une formulation en système hamiltonien à ports, intégrant les interconnexions au sein du système et les sources de dissipation d'énergie. Il s'agit alors de déterminer une loi de contrôle permettant la représentation du système sous forme d'un système tel que :

$$\dot{x} = [J_d(x) - R_d(x)]\nabla H_d \quad (3.1)$$

où $H_d(x)$ représente la fonction d'énergie du système, $J_d(x)$ les interconnexions entre états, et $R_d(x)$ l'amortissement. Cette représentation permet ensuite de définir la loi de contrôle à partir des équations physiques du système, liant tensions et courants sous forme d'équations différentielles.

Application à un système hybride

Dans un premier temps, la méthode IDA-PBC est appliquée à un système hybride comportant une pile à combustible, des supercondensateurs et une charge, l'ensemble étant connecté à un bus continu [58]. Une telle architecture peut directement servir dans une application embarquée, par exemple pour un véhicule hybride, mais sert également d'embryon pour l'étude du système complet décrit ci-après. L'idée est ici de combiner la pile, utilisée comme source d'énergie, avec les supercondensateurs, servant de source de puissance en particulier lors de changements rapides de la charge. Cette structure permet de limiter le vieillissement de la pile tout en assurant une réponse rapide aux variations de charge.

Dans cette extension de travaux précédents [101], [135], le système est tout d'abord modélisé sous forme d'équations d'état, puis l'ordre de ce modèle est réduit pour faciliter la synthèse de la commande. Un estimateur de vieillissement de la pile, réalisé par un filtre de Kalman étendu, est intégré de façon à prendre en compte la dégradation de la performance de la pile avec le temps [78], [79]. Cette dégradation se manifeste par une augmentation de l'impédance de la pile, ce qui résulte également en une baisse du courant maximum qui peut en être tiré. Une stratégie ne prenant pas cela en compte risquerait donc de demander à la pile une puissance qu'elle ne peut fournir, d'où l'importance de cet estimateur.

Ensuite, puisque l'état de charge des supercondensateurs est limité entre une valeur minimum et une valeur maximum, une saturation est nécessaire. L'état de charge est cependant proportionnel à la tension, ce qui permet d'avoir une relation simple telle que celle de la Fig. 3.12. Le principe général est d'éviter que les supercondensateurs ne se chargent lors que leur état de charge (et donc leur tension) est proche du maximum, et éviter qu'ils ne se déchargent d'avantage si la tension est basse. Cette forme de saturation est intégrée directement dans la commande, et non après celle-ci, ce qui préserve alors sa stabilité.

Les résultats de simulation (Fig. 3.13) montrent que la commande est fonctionnelle et permet de gérer les différents composants sans enfreindre de contrainte (par exemple sur la tension des supercondensateurs) et en assurant la stabilité du système ainsi que sa performance. On observe également que, comme on le souhaitait, les supercondensateurs assurent la fourniture des pics de demande, à la baisse comme à la hausse, alors que la pile prend progressivement le relais en adaptant sa puissance de sortie. Les résultats expérimentaux, obtenus à l'aide du banc décrit dans les pages suivantes, permettent de valider les résultats obtenus en simulation.

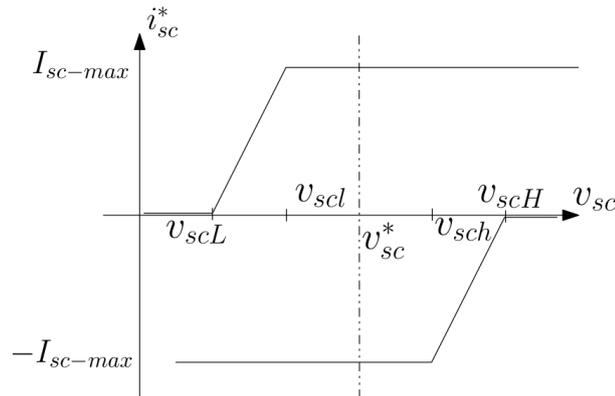


Figure 3.12 – Fonction de saturation du courant des supercondensateurs dans la thèse de Suyao Kong. L'idée est de limiter le courant de charge et de décharge en fonction de la tension, qui est une image de l'état de charge des supercondensateurs.

Application à un micro-réseau

Dans une deuxième étape, le système a été modifié pour intégrer la production photovoltaïque, mais également les batteries et l'électrolyseur (Fig. 3.14) [14], pour répondre aux besoins du projet ANR DATAZERO [19]. La commande passive de type IDA-PBC est également intégrée ici, mais les supercondensateurs sont mis de côté de même que le vieillissement de la pile, dans un souci de se focaliser sur l'intégration des nouveaux composants.

Comme pour le système précédent, un modèle du système est d'abord réalisé sous forme d'équations d'état, puis réduit. Dans la loi de commande, en dehors des équations du système, plusieurs cas sont considérés. Premièrement, l'électrolyseur et la pile ne doivent pas fonctionner en même temps. Deuxièmement, ces deux éléments participent à la gestion de l'état de charge de la batterie, ce qui impacte la formulation utilisée. Troisièmement, les panneaux PV sont considérés comme passifs, c'est-à-dire, ici, non contrôlables. Enfin, la tension à vide de la batterie n'étant pas mesurable, elle est estimée à partir d'un modèle.

L'ensemble est là aussi implémenté sous MATLAB/Simulink pour valider son bon fonctionnement. Les résultats, visibles dans la Fig. 3.15, montrent que les variations de production renouvelable et les changements de charge n'entraînent pas de perte de stabilité, puisque la tension du bus continu reste proche de sa valeur de référence. On observe également que la batterie permet d'absorber les variations rapides de courant, et la pile et l'électrolyseur les variations plus lentes, ce qui maximise leur durée de vie.

Validation expérimentale – HIL et PHIL

Afin de valider les résultats obtenus en simulation, des manipulations expérimentales ont été réalisées. Dans un premier temps, le contrôleur est implémenté sur une carte FPGA ALTERA afin de valider son fonctionnement en temps réel. Cette carte récupère des mesures simulées et envoie en retour des signaux PWM générés à partir de la commande. Un système temps réel dSPACE est également utilisé pour reproduire le fonctionnement d'un système réel, en recevant les signaux PWM et en retournant des mesures simulées (voir Fig. 3.16). On a donc ici une configuration de type *hardware-in-the-loop* (HIL) au sens de l'implémentation dans une carte électronique physique. Cette première étape permet notamment de valider les temps d'échantillonnage ainsi que les temps de calcul, ce qui a été fait en particulier pour le système hybride combinant pile et supercondensateurs.

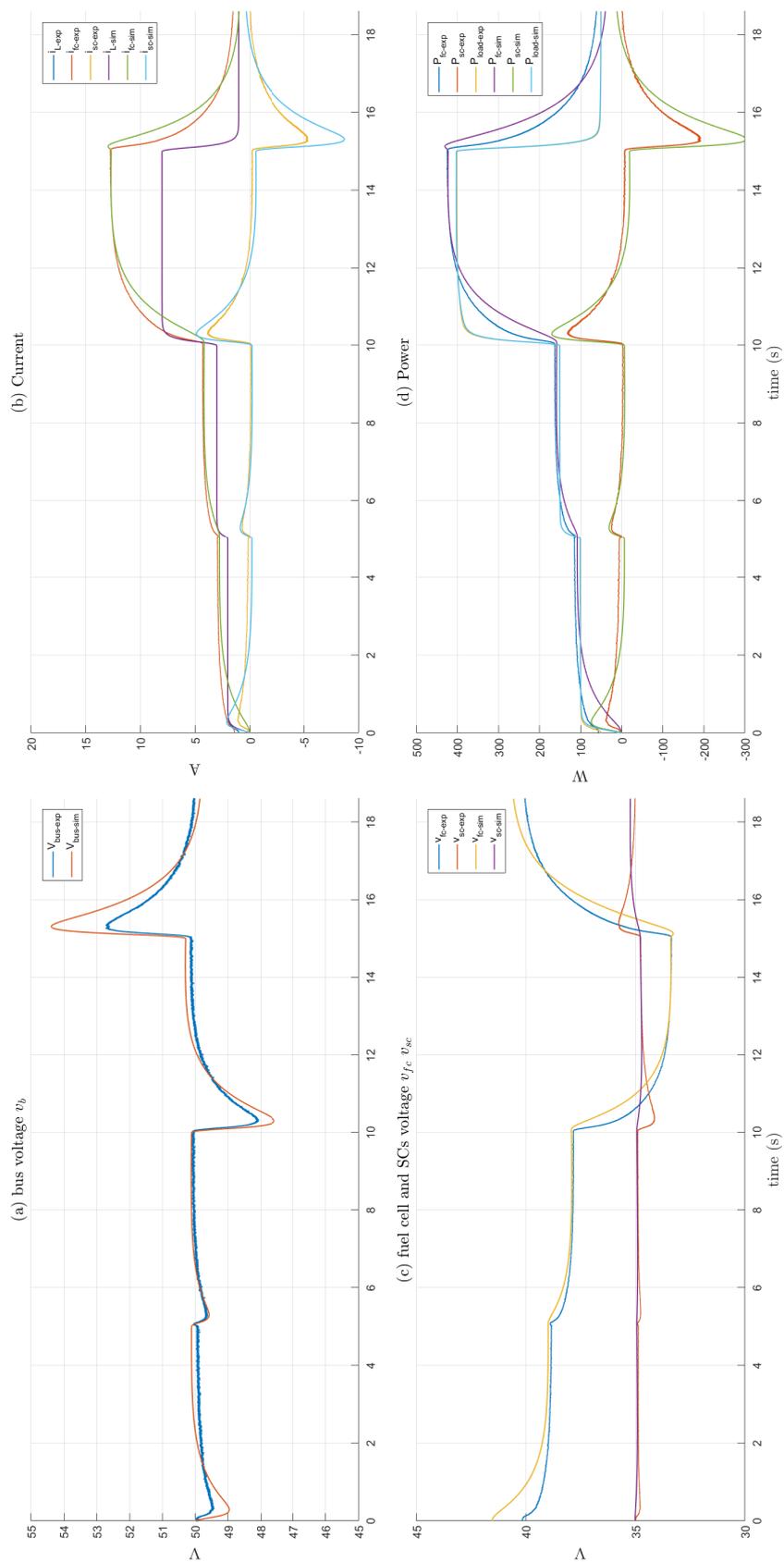


Figure 3.13 – Résultats de simulation et expérimentaux pour le système hybride la thèse de Suyao Kong. On observe que les supercondensateurs permettent bien d'absorber les variations rapides de la charge tout en contribuant à stabiliser la tension du bus.

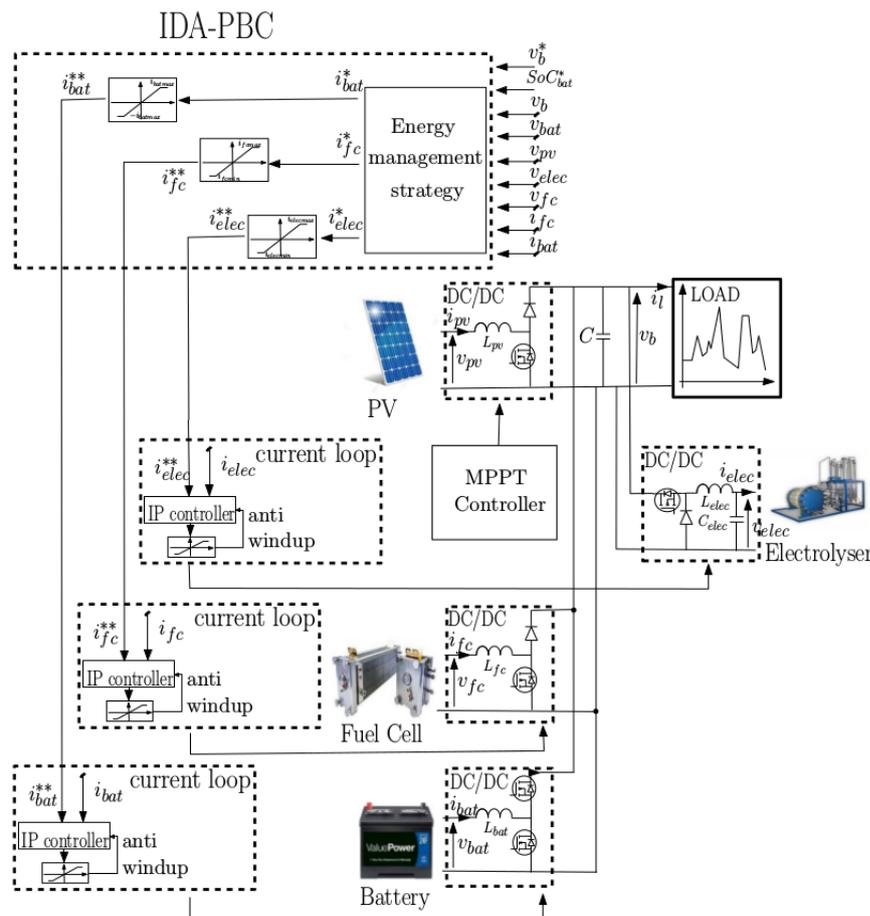


Figure 3.14 – Structure du micro-réseau étudié dans la thèse de Suyao Kong. Le système comporte de la production PV, du stockage sous forme de batterie et hydrogène, ainsi qu'une charge. L'ensemble est contrôlé par un système de gestion de l'énergie à court terme basé sur la commande passive.

Dans une deuxième étape, des expérimentations ont été réalisées avec des composants physiques, afin de valider l'ensemble en présence d'équipement réel et non simulé. Un micro-réseau à l'échelle du kW (Fig. 3.17) disposant de panneaux photovoltaïques, de batteries, de supercondensateurs ainsi que d'une charge et d'une alimentation a donc été utilisé. Ces deux derniers éléments permettent d'émuler non seulement la charge mais également la pile à combustible et l'électrolyseur. On parle donc de banc *power hardware-in-the-loop* (PHIL) [27]. L'ensemble est connecté à un bus continu soit directement, soit à travers des convertisseurs statiques de type DC/DC, et est contrôlé par un système temps réel de type MicroLabBox¹⁵ qui sert également à faire l'acquisition des mesures nécessaires.

La programmation et la gestion du système sont réalisées sous MATLAB/Simulink, de l'acquisition des signaux de mesure à l'envoi des signaux PWM vers les convertisseurs. Le modèle Simulink est compilé et envoyé sur une cible temps réel, tandis que, lors du fonctionnement, les signaux mesurés sont visualisés à l'aide du logiciel ControlDesk¹⁶ (Fig. 3.18). Ce même logiciel permet également de contrôler le système, par exemple pour lancer un cycle de simulation, ou arrêter l'ensemble de façon sécurisée.

Si le micro-réseau existait déjà [186], il n'était plus fonctionnel et a été remis en ordre de

15. Voir <https://www.dspace.com/fr/fra/home/products/hw/microlabbox.cfm>.

16. Voir <https://www.dspace.com/en/inc/home/products/sw/experimentandvisualization/controldesk.cfm>.

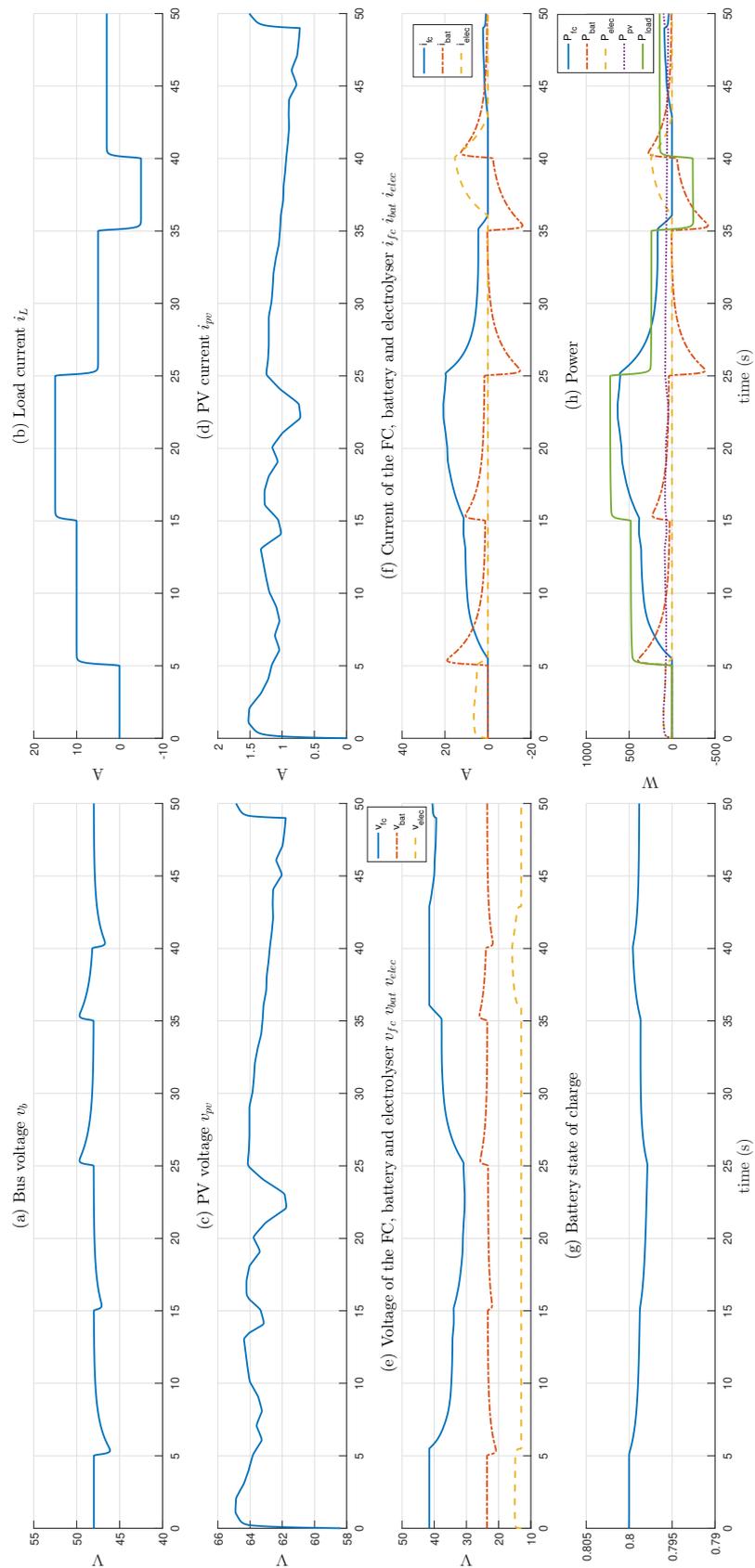


Figure 3.15 – Résultats de simulation pour le micro-réseau de la thèse de Suyao Kong. On observe que les variations de production PV sont absorbées par les moyens de stockage, chacun avec sa dynamique propre, sans entraîner d'instabilité du bus DC.

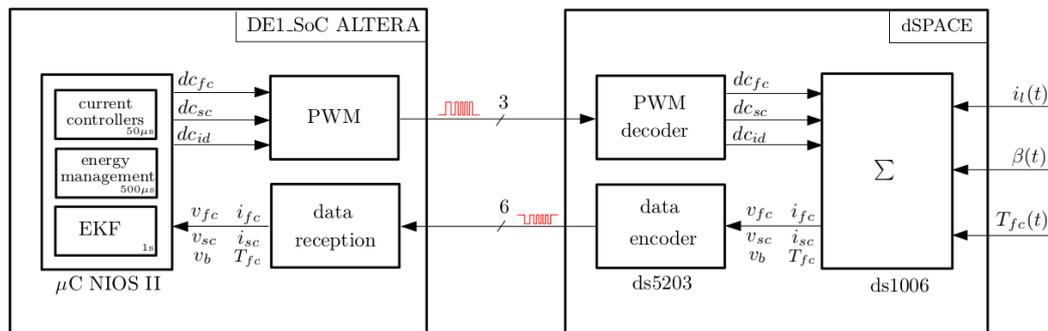


Figure 3.16 – Schéma de principe de l'implémentation HIL du contrôleur dans la thèse de Suyao Kong. La commande passive est intégrée sur la carte FPGA et l'acquisition des mesures et la mise en œuvre des commandes sont réalisées par un système dSPACE. Le terme *hardware* se réfère ici à la carte électronique physique utilisée, et non aux composants de puissance.

marche et modernisé par Berk Celik, lors de son postdoctorat, et Suyao Kong, avec l'aide ponctuelle de plusieurs autres personnes [12]. L'une des tâches a notamment été d'intégrer une machine d'état permettant le démarrage et l'arrêt automatique et sécurisé du système. Par ailleurs, le modèle Simulink a entièrement été repensé pour plus de modularité et intégrer les nouveaux composants émuloés. La même approche a été suivie pour l'interface sous ControlDesk. Les tests, encore en cours au moment de la rédaction de ce document, doivent permettre une validation expérimentale de la commande du système par rapport aux résultats de simulation.

Par ailleurs, les travaux réalisés dans le cadre du projet DATAZERO intègrent également un large volet nécessitant un interfaçage du banc avec le reste du logiciel développé par le projet. Ce logiciel comporte plusieurs modules, séparés entre un côté pour l'alimentation électrique et un autre pour la gestion des tâches informatiques et des serveurs [19]. Un module de négociation fait l'interface entre les deux côtés. Le banc PHIL est interfacé avec les autres modules à distance à travers Internet et un *middleware* dédié basé sur ActiveMQ¹⁷. La réalisation de cet ensemble est donc plus complexe qu'il n'y paraît, puisqu'en dehors des aspects purement matériels, des difficultés logicielles sont également présentes. Pour permettre une communication entre le banc de test, installé à Belfort, ainsi que le reste du système fonctionnant sur des serveurs à Besançon et/ou à Toulouse, il est par exemple nécessaire de combiner la MicroLabBox, un PC faisant fonctionner MATLAB/Simulink, et une machine virtuelle sous Linux hébergeant ActiveMQ ainsi qu'un logiciel faisant l'interface et la « traduction » entre les différents formats de messages, ce à quoi s'ajoute des difficultés de communication entre réseaux, liées notamment aux proxys.

Conclusion sur ces travaux

Les travaux de Suyao Kong ont donc permis de mettre œuvre des techniques de commande passive de type IDA-PBC sur un système hybride ainsi que sur un micro-réseau, tout en prenant en compte le vieillissement de la pile à combustible dans le premier cas. Les contributions de la thèse portent sur l'intégration des saturations dans la commande, son application à un micro-réseau, ainsi que la mise en œuvre expérimentale en HIL et PHIL des techniques proposées. Si des publications existaient déjà sur certains de ces sujets, les travaux de Suyao Kong ont permis d'aller plus loin dans leur applicabilité pratique.

Parmi les points à continuer à investiger, on peut citer l'intégration de cette méthode de contrôle de court terme avec d'autres stratégies à plus long terme. Par exemple, la gestion du

17. Voir <https://activemq.apache.org/>.

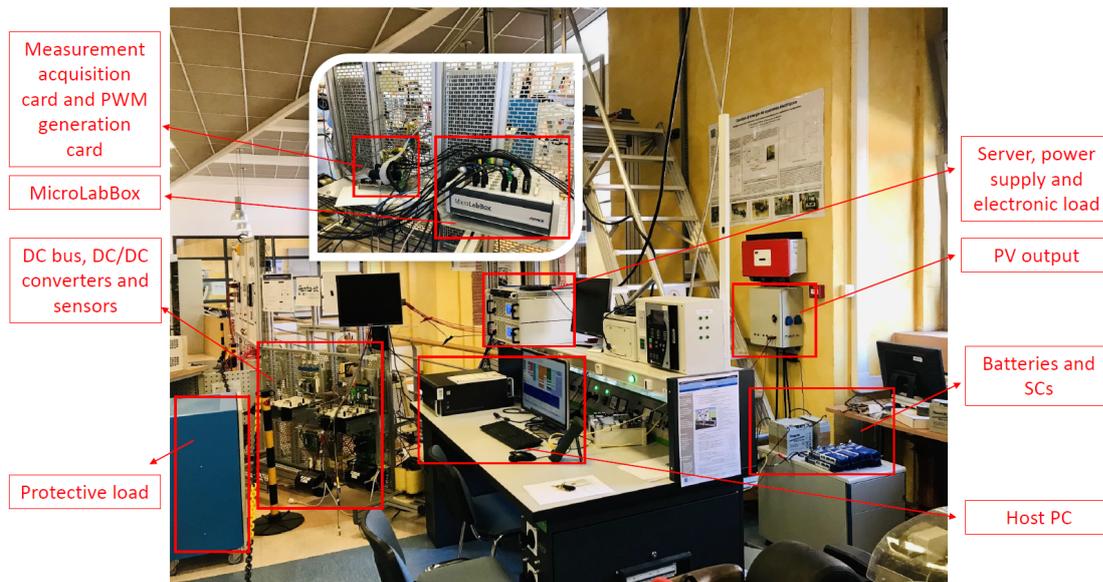


Figure 3.17 – Photographie annotée du banc de test de micro-réseau utilisé dans la thèse de Suyao Kong. Les panneaux PV sont installés à l'extérieur du bâtiment. Les autres composants sont soit visibles, soit émulés, en particulier pour la partie hydrogène.

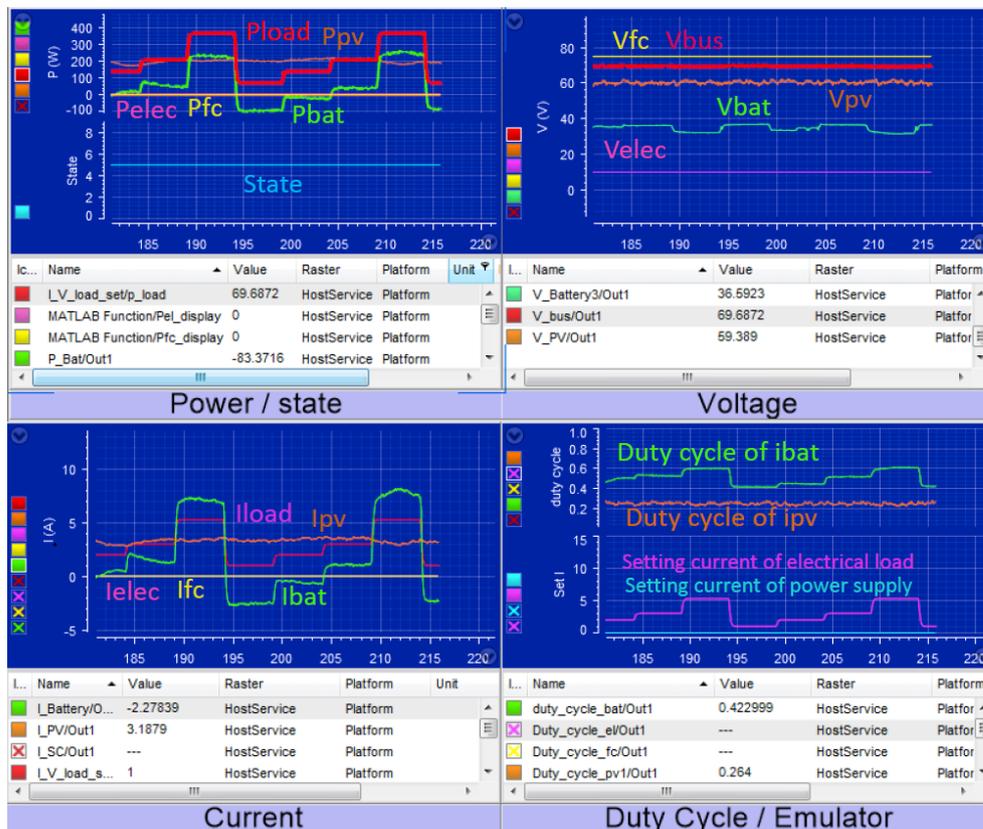


Figure 3.18 – Vue de mesures lors d'un test du micro-réseau utilisé dans la thèse de Suyao Kong. La supervision du système est assurée à l'aide du logiciel ControlDesk qui permet de visualiser différentes grandeurs en temps réel mais également de contrôler les différents composants.

stock d'hydrogène n'est ici pas considérée. Il conviendrait donc de concevoir une technique permettant d'intégrer une tendance à suivre et issue d'un algorithme de planification. Un autre aspect, découlant directement des tests expérimentaux déjà réalisés, serait de tester l'implantation de la commande sur une carte FPGA sur le banc micro-réseau comportant les composants réels.

3.4. Coordination entre micro-réseaux

Si les micro-réseaux sont probablement amenés à se développer à l'avenir, il est également probable que plusieurs micro-réseaux cherchent à s'interconnecter, comme dans l'exemple de la Fig. 3.19. Les avantages d'une telle interconnexion incluent la possibilité de vendre des services ou de l'énergie, ou encore de permettre une assistance à un micro-réseau en difficulté, par exemple en cas de panne [103]. Si l'on pourrait, à première vue, penser que l'on retrouve alors un réseau de distribution classique, ce n'est pas le cas pour plusieurs raisons [83]. Premièrement, les micro-réseaux gardent la possibilité de s'iloter et de fonctionner indépendamment des autres. Deuxièmement, chaque micro-réseau a ses propres objectifs et contraintes économiques et techniques, qui ne l'obligent pas à coopérer avec les autres. Le fonctionnement d'un réseau de micro-réseaux est donc largement différent de celui d'un réseau de distribution classique, y compris lorsqu'il intègre de la production et du stockage décentralisés.

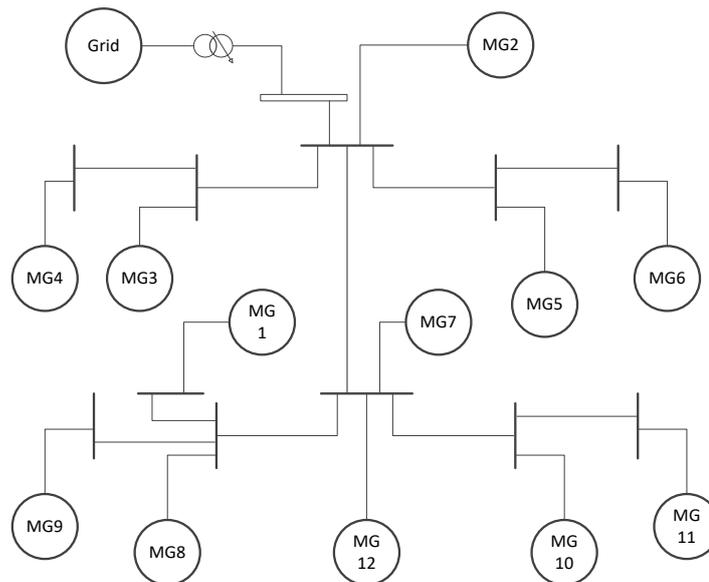


Figure 3.19 – Exemple de réseau de micro-réseaux, basé sur un système IEEE à 13 nœuds, dans la thèse de Jin Wei. Chaque micro-réseau est symbolisé par l'acronyme MG.

La thèse de Jin Wei¹⁸ (depuis 2015) concerne justement la gestion d'un ensemble de micro-réseaux interconnectés, supposés autonomes dans un fonctionnement normal. Les travaux cherchent ici à valoriser les services que peuvent se fournir mutuellement les micro-réseaux, notamment en cas de déficit (par exemple en cas de panne) ou de surplus de production ne pouvant être absorbé localement. Ils reposent sur l'utilisation des SMA, chaque micro-réseau étant représenté par un agent, ce qui permet là aussi d'augmenter la résilience du système face à une ou plusieurs pannes [28], [168]. Dans la suite, on distingue deux types d'agents :

18. Thèse financée par le China Scholarship Council. Publications de la doctorante à ce jour : [41], [72], [73].

les demandeurs, qui ont besoin des autres pour leur fournir ou absorber de l'énergie, et les répondeurs, qui peuvent contribuer à répondre à la demande formulée.

Première approche

Dans la première approche [41], [72], la gestion est réalisée en plusieurs étapes. Tout d'abord, chaque micro-réseau détermine s'il pourra ou non être autonome sur un horizon donné, et planifie en conséquence l'utilisation de ses ressources (PV, éolienne, batterie et micro-turbine à gaz) à l'aide de simples règles de priorité, la micro-turbine arrivant en dernier du fait de son caractère polluant. Chaque micro-réseau détermine alors sa marge de flexibilité, notamment grâce à l'utilisation de sa batterie, sous forme d'une puissance minimum et maximum qu'il est capable de fournir ou absorber. En fonction des signes de ces puissances, l'agent en conclut sa capacité ou non à fonctionner en autonomie, et le cas échéant, formule une demande qui sera ensuite traitée par les autres.

La suite du processus dépend ensuite du type d'agent, demandeur ou répondeur. Dans le cas d'un demandeur, la puissance demandée est répartie entre les micro-réseaux répondeurs à l'aide d'un algorithme de *dispatching* minimisant le coût total de fonctionnement. Les puissances obtenues sont ensuite injectées dans un algorithme de calcul d'écoulement de puissance pour vérifier que les échanges de puissance proposés sont bien réalisables et ne vont pas surcharger les lignes d'interconnexion. Si le *dispatching* n'est pas réalisable, il est modifié puis implémenté par les agents. Dans le cas d'un répondeur, le processus est similaire. Cependant, si plusieurs demandes sont reçues, les demandes avec la puissance la plus élevée sont traitées en priorité. Un exemple d'interactions entre un demandeur (agent 3) et un répondeur (agent 2) est visible dans la Fig. 3.20.

L'algorithme de calcul d'écoulement de puissance (*power flow*) mis en œuvre est une version modifiée de la méthode classique de *DC power flow*, mais prenant notamment en compte le fait que dans le cas considéré, la résistance des lignes ne peut être négligée devant leur réactance [119], [187]. Un algorithme basé sur la méthode du consensus [180], [192] est utilisé pour permettre à chaque micro-réseau de connaître les actions des autres (c'est-à-dire leur puissance nette), et donc de se coordonner pour arriver à répondre au besoin formulé sans pour autant recourir à une solution centralisée. Cette méthode, entièrement distribuée et dans laquelle chaque micro-réseau partage ses informations avec ses voisins, nécessite cependant un grand nombre d'échanges de messages.

Cette méthode est implémentée en langage Python, à l'aide duquel une interface (voir Fig. 3.21) est également réalisée. Elle est testée sur le réseau de la Fig. 3.19, où le micro-réseau 3 (MG3) est supposé ne pas avoir de batterie fonctionnelle, et doit donc faire appel à ses voisins pour absorber les écarts de puissance par rapport à sa demande locale. Les résultats montrent que les MG2 et MG4 sont capables de réaliser cela, grâce à leur flexibilité. Une comparaison avec une stratégie sans coopération permet de réduire l'énergie (renouvelable) perdue ainsi que la demande non-alimentée à zéro.

Une analyse du fonctionnement de cette approche laisse toutefois apercevoir deux limitations principales. Premièrement, le choix des répondeurs est basé uniquement sur les voisins proches. Avoir recours à des répondeurs plus lointains permettrait de gagner en flexibilité et également de faire appel à des solutions moins chères, bien que cela impacte les contraintes de distribution, par exemple en termes de capacité des lignes. Deuxièmement, le *dispatching* entre les répondeurs nécessite de connaître leur fonction coût, ce qui pose problème en termes de confidentialité.

Collaboration1::Interaction1::negotiation

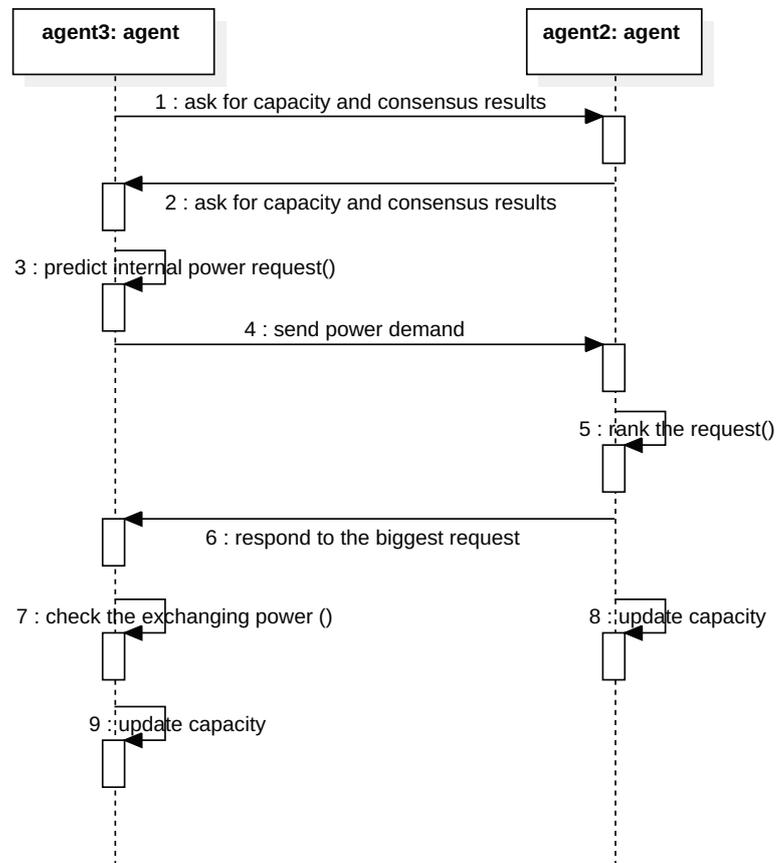


Figure 3.20 – Exemple d’actions et échanges de messages entre un demandeur (agent 3) et un répondeur (agent 2) dans les travaux de Jin Wei. L’agent demandeur formule une demande aux autres agents et, à partir de leurs réponses, leur demande d’implémenter un programme d’action.

Deuxième approche

Une deuxième approche cherche donc à corriger ces limitations. Une stratégie en deux étapes est alors mise en œuvre. La première vise à déterminer quels micro-réseaux voisins peuvent participer à la résolution du problème, et la seconde à définir comment chaque micro-réseau contribue à la résolution du problème à l’aide de ses propres ressources. Un exemple d’interactions résultant de ces étapes est visible dans la Fig. 3.22.

La définition de la zone de participation est formulée comme un problème d’optimisation multi-objectifs, prenant en compte le coût total, le taux de pénétration du renouvelable et ainsi que les contraintes de temps de réponse. En effet, plus la zone est grande, plus le nombre de répondeurs potentiels l’est aussi, et plus il est long de coordonner leurs actions, d’autant plus que faire appel à un répondeur très éloigné n’a que peu de sens du fait des pertes engendrées. Les trois objectifs sont normalisés et agrégés pour former une fonction coût composite. Pour permettre une résolution distribuée de ce problème, une méthode dite de *distributed evolutionary algorithm programming* (DEAP) [202], correspondant à un algorithme génétique distribué et complétement d’une technique intitulée *depth-first search* (DFS) [207] permettant de prendre en compte la topologie du réseau, est employée. L’utilisation d’un tel algorithme permet de réduire le temps de calcul global et augmente la résilience du système.

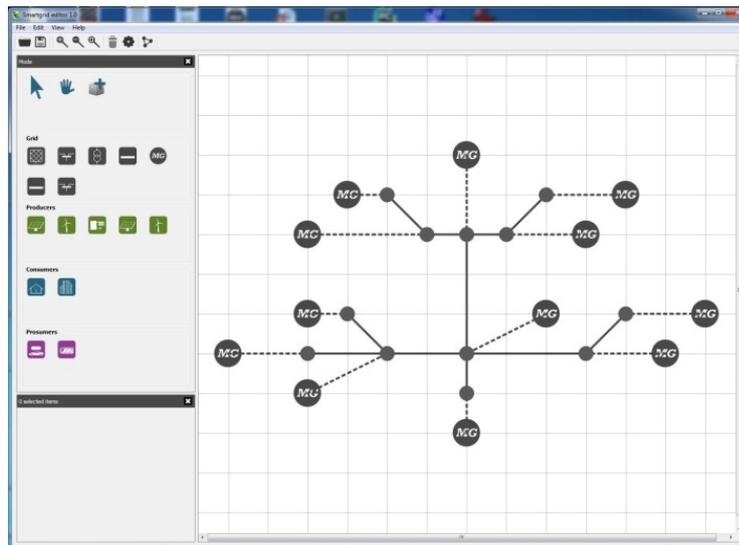


Figure 3.21 – Capture d'écran du logiciel de simulation en Python développé dans la thèse de Jin Wei. Le logiciel permet de créer un réseau de micro-réseaux à l'aide d'une interface graphique, en spécifiant les connexions entre micro-réseaux et les composants présents à chacun d'entre eux.

La deuxième étape consiste en la répartition de la puissance (*dispatching*) entre les différents participants de façon à répondre au besoin initialement exprimé. Là aussi, une formulation sous forme de problème d'optimisation est utilisée par l'agent demandeur pour définir la puissance que chaque autre agent répondeur de la zone doit faire transiter. Le problème est résolu soit à l'aide d'un algorithme de programmation quadratique ou d'un algorithme génétique. Enfin, les résultats du *dispatching* sont envoyés aux agents répondeurs qui les implémentent à l'aide de leurs ressources propres.

Des simulations, réalisées avec l'outil de la Fig. 3.21 et sur des réseaux comportant 13 et 34 micro-réseaux, permettent de comparer la performance de l'algorithme proposé avec une approche centralisée classique et une approche de type marché. Les résultats montrent que la méthode centralisée retourne les meilleurs coûts mais est également la plus lente. La méthode basée sur un marché est la plus rapide, mais également la moins performante en termes de coûts. Enfin, la méthode proposée fournit un compromis intéressant entre les deux autres méthodes.

Conclusion sur ces travaux

Les travaux de la thèse de Jin Wei ont permis de se pencher sur la coordination entre micro-réseaux afin de permettre une meilleure résilience de l'ensemble face à des perturbations. Les approches proposées ont également permis de comparer les intérêts des approches centralisées et décentralisées pour permettre la coordination d'actions entre agents, suivant des critères techniques comme économiques. L'approche décentralisée nécessite d'adapter l'ensemble des algorithmes, par exemple pour le partage d'information ou la vérification de la faisabilité des flux de puissance, mais permet néanmoins de répondre au besoin sans être sujet à un point unique de défaillance.

Les perspectives de ces travaux sont nombreuses. Parmi les principales, on peut par exemple citer la possibilité de prendre en compte plusieurs contingences en même temps dans le système, ce qui serait probablement le cas si une catastrophe naturelle de type tornade survenait. Les autres activités pouvant survenir sur le réseau pouvant avoir un impact sur les flux, il serait

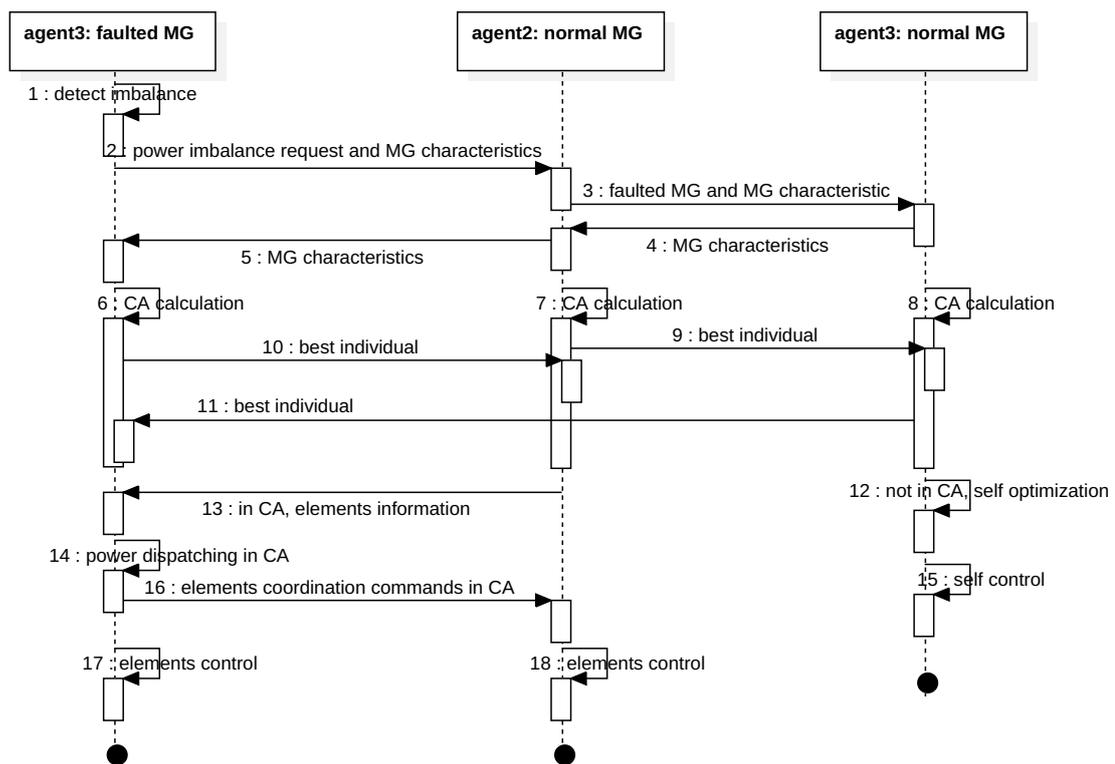
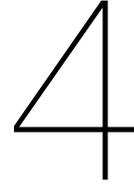


Figure 3.22 – Exemple d'interactions entre un agent demandeur (à gauche) et 2 agents répondeurs (au centre et à droite) dans la thèse de Jin Wei. Par rapport à l'approche précédente, une méthode en deux temps est utilisée, où la zone de participation est d'abord identifiée puis un *dispatching* est ensuite réalisé.

également nécessaire d'étudier comment les intégrer dans la méthode. Un autre aspect est lié aux flux de puissance réactive et donc à la tension, qui sont aujourd'hui négligés, mais peuvent impacter les résultats. De même, les autres contraintes liées au transport d'électricité entre micro-réseaux, comme la stabilité, nécessiteraient d'autres travaux. Enfin, l'intégration d'un mécanisme de marché totalement décentralisé et mouvant en fonction des contingences, et basé sur celui mentionné plus haut, pourrait également être un sujet d'étude intéressant.

3.5. Conclusion

Ce chapitre a résumé les travaux et contributions de trois thèses dont le sujet principal a été la gestion de l'énergie dans les réseaux et micro-réseaux de façon à permettre une meilleure intégration des énergies renouvelables et du stockage décentralisés. Les sujets abordés vont du court terme au plus long terme, du micro-réseau au réseau de distribution, et considèrent des aspects techniques (stabilité, vieillissement, etc.) comme économiques ou environnementaux. Les approches développées, centralisées comme décentralisées, sont basées sur des techniques issues de soit l'informatique, comme les systèmes multi-agents, soit des mathématiques appliquées, comme l'optimisation, soit de l'automatique, comme la commande passive. Enfin, la validation des résultats a été réalisée en simulation comme en expérimental, ce qui a permis d'aborder un large spectre de problématiques, théoriques comme pratiques.



Dimensionnement de micro-réseaux

Si la gestion « intelligente » de l'énergie est importante, elle n'est possible que si le dimensionnement du système étudié est correct, en particulier dans le cas d'un micro-réseau. Alors que le dimensionnement d'un micro-réseau classique alimenté par des générateurs diesels présente peu de difficultés, la multiplication du nombre de composants mis en œuvre dans un micro-réseau intégrant une large part de renouvelable (sources renouvelables, moyens de stockage, flexibilité de la demande, réseaux) rend là aussi nécessaire des travaux sur ce sujet. La thèse de Bei Li¹ s'est donc intéressée au dimensionnement de micro-réseaux, non seulement électriques mais également multi-énergies.

4.1. Dimensionnement de systèmes électriques

Le dimensionnement d'un système consiste à déterminer la taille des composants qui le forment : puissance nominale, capacité de stockage, etc. Le dimensionnement sélectionné a un impact sur le coût du système, en termes de capital mais aussi de fonctionnement, ainsi que sur sa fiabilité. En effet, un système sur-dimensionné aura tendance à être plutôt fiable du fait de la présence de composants plus grands que nécessaire, mais sera également plus cher qu'un système dimensionné de façon optimale, en particulier en termes de coût en capital. À l'inverse, un système sous-dimensionné coûtera moins cher en investissement, mais aura plus tendance à trouver ses limites qu'un système mieux dimensionné, ce qui pourra par exemple avoir pour conséquence de ne pas pouvoir répondre à la demande et donc impactera le confort des utilisateurs ou leurs activités économiques. Comme le montre la Fig. 4.1, il existe donc un dimensionnement optimal correspondant à un équilibre entre coût d'investissement et coût de fonctionnement (dont les coûts de non-fiabilité).

Bien dimensionner un système est donc essentiel, d'autant plus que les stratégies de gestion de l'énergie reposent dessus. Cependant, la relation inverse est également vraie : il est difficile d'obtenir un dimensionnement efficace si la gestion de l'énergie n'est pas prise en compte dans la méthode dimensionnement. L'une des raisons principales est que sans cela, l'approche de dimensionnement a tendance à s'intéresser uniquement à l'énergie, et donc la puissance agrégée sur une durée donnée, et ne prend alors pas en compte les évolutions de la puissance à chaque pas de temps considéré. On pourra donc avoir un dimensionnement qui fonctionne, en

1. Thèse financée par le China Scholarship Council. Publications du doctorant : [15], [37], [39], [40], [60]-[64], [88].

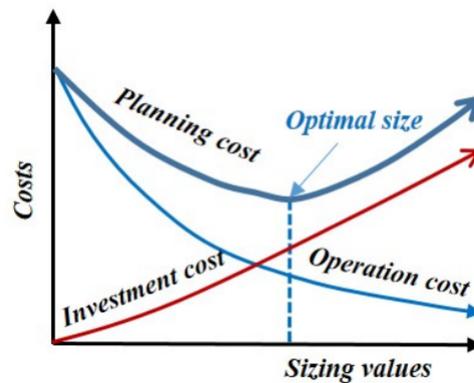


Figure 4.1 – Principe de dimensionnement optimal entre coût d’investissement et coût de fonctionnement dans la thèse de Bei Li. Un système sous-dimensionné aura tendance à avoir un coût de fonctionnement (et de non-fiabilité) élevé à l’inverse d’un système sur-dimensionné dont le coût d’investissement initial sera élevé. Un optimum existe dans la plupart des cas et permet de minimiser le coût total du système sur le cycle de vie.

moyenne, sur une année, mais ne fonctionne en réalité pas pour chaque heure.

Si cette problématique n’est pas nouvelle, un certain nombre de sujets méritent encore des travaux lorsque l’application est de type micro-réseau intégrant une large part d’énergies renouvelables et différentes formes d’énergie. Parmi ces travaux, on peut citer, en plus de l’intégration de la gestion de l’énergie mentionnée précédemment :

- La prise en compte du stockage hybride, combinant par exemple batteries et hydrogène-énergie [97]. Les batteries permettent de faire face aux variations rapides de puissance et servent donc de stockage de court terme (par exemple pour le cycle jour-nuit), alors que le stockage sous forme d’hydrogène permet de faire face à des variations à plus long terme, comme celles des saisons. On a alors deux dynamiques assez différentes, dont les rôles respectifs sont à considérer dans le dimensionnement.
- Si l’électricité est une des formes sous laquelle l’énergie est utilisée, elle peut également l’être sous forme de chaleur, de gaz naturel ou d’hydrogène. Par ailleurs, ces différentes formes d’énergie ne sont pas indépendantes : par exemple, une turbine à gaz a besoin d’un réseau de gaz naturel pour pouvoir fonctionner, de même qu’une installation de cogénération classique. De façon identique, une flotte de véhicules à pile à combustible a besoin d’une production d’hydrogène issu d’électricité renouvelable suffisante pour pouvoir fonctionner, si l’on souhaite se limiter à un hydrogène « propre² ». On a donc une inter-dépendance entre formes d’énergie, qui doit elle aussi être prise en compte dans le dimensionnement [121].
- Un troisième aspect est celui des interactions entre un micro-réseau et le réseau principal, qu’il s’agisse là aussi d’électricité ou d’une autre forme d’énergie. Un micro-réseau peut en effet fonctionner de manière îlotée ou connectée au réseau, ce qui impacte fortement sa gestion de l’énergie et donc son dimensionnement. Un micro-réseau peut par exemple fournir de l’énergie au réseau ou en importer, en fonction des prix et des besoins.
- Ensuite, un autre axe à citer est celui de la prise en compte de la topologie du réseau dans sa conception [46], [142], en particulier vis-à-vis de sa résilience en cas de dommages, par exemple suite à une catastrophe naturelle de type tornade. Il convient donc de déterminer les points de faiblesse du réseau, y compris en considérant les différentes formes d’énergie, et d’adapter le dimensionnement en conséquence.

2. Et donc produit à partir d’une source autre qu’un hydrocarbure.

- Enfin, malgré l'augmentation significative de la capacité de calcul au cours des dernières années, les problèmes de dimensionnement sont encore souvent gourmands en ressources et demandent beaucoup de temps de calcul. Des méthodes permettant de trouver un compromis entre temps de calcul et précision sont donc nécessaires.

4.2. Principe de l'optimisation bi-niveaux

Si de nombreuses méthodes de dimensionnement ont été proposées dans la littérature [24], [33], en particulier pour le dimensionnement du stockage [150], l'approche suivie dans la thèse de Bei Li a été celle de l'optimisation bi-niveaux [189]. Il s'agit ici d'imbriquer le problème de dimensionnement avec celui de la gestion d'énergie, c'est-à-dire d'utiliser une formulation d'optimisation à deux niveaux (*bi-level*, voir Fig. 4.2). Une première couche réalise le choix de la taille des composants en eux-même à l'aide d'un algorithme d'optimisation, puis une deuxième couche vient réaliser une gestion de l'énergie à l'aide d'un autre algorithme en utilisant le dimensionnement de la première couche. Au final, l'algorithme retourne le meilleur dimensionnement, en prenant en compte non seulement le coût d'investissement initial, mais également les coûts de fonctionnement ainsi que les autres coûts qui en découlent sur une durée donnée. On peut résumer ce principe par la fonction objectif globale suivante, où U est l'ensemble des variables de dimensionnement défini dans \mathbf{U} , U^* l'ensemble correspondant sélectionnées, \tilde{S} l'ensemble des variables de gestion de l'énergie, C_{cap} le coût d'investissement et C_{om} le coût de fonctionnement et de maintenance :

$$\min_{U \in \mathbf{U}} \{ C_{cap} + \min_{U^*, \tilde{S}} \{ C_{om} \} \} \quad (4.1)$$

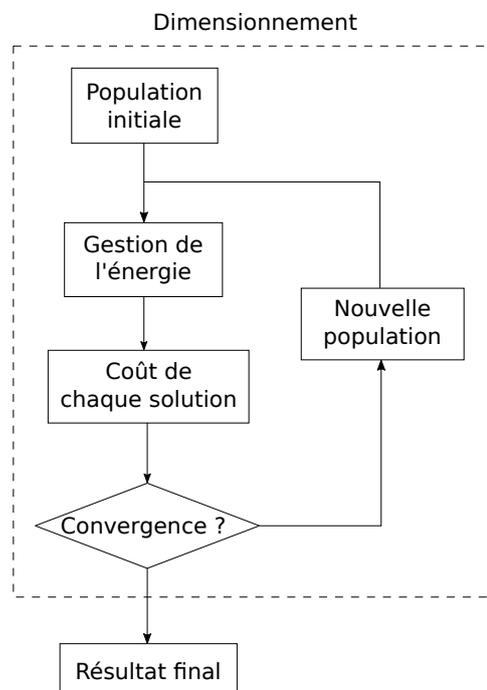


Figure 4.2 – Principe de dimensionnement et gestion de l'énergie imbriqués d'après la thèse de Bei Li. La couche supérieure est celle du dimensionnement, alors que la couche inférieure réalise la gestion de l'énergie pour chaque solution candidate de dimensionnement du système.

Dans l'approche proposée, la couche supérieure utilise un algorithme génétique [205] pour

déterminer le dimensionnement des composants. Cette technique permet de réduire le temps de calcul (par rapport à une énumération simple), mais également d'utiliser n'importe quelle méthode de gestion de l'énergie puis qu'elle peut être utilisée avec des problèmes de n'importe quel type (convexe ou non, linéaire ou non, etc.). Une population de solutions candidates est donc générée, chacune avec des dimensionnements différents, dont les valeurs sont initialisées aléatoirement. L'évaluation de ces solutions candidates est faite à l'aide des coûts d'investissement correspondant aux tailles des composants, mais également à l'aide des coûts de fonctionnement du système sur une période donnée.

Pour cela, on fait appel à la couche inférieure du problème, opérée sur un horizon glissant [143]. Celle-ci repose sur une méthode de gestion de l'énergie plus classique utilisant la programmation linéaire, puisque les systèmes étudiés sont modélisés à l'aide d'équations linéaires (ou linéarisables) relativement simples pour limiter l'explosion du temps de calcul. La programmation linéaire permet en outre de retourner un résultat optimal de façon déterministe [203]. En fonction des coûts et autres métriques (pénalités pour la non satisfaction de la demande, par exemple) obtenus, une nouvelle génération de solutions candidates est générée par l'algorithme génétique. Le processus continue jusqu'à ce que les critères de convergence soient vérifiés. Dans le cadre présent, ces critères sont le nombre d'itérations et l'invariance du meilleur résultat après un nombre donné d'itérations.

4.3. Application à un micro-réseau électrique isolé

L'approche proposée a tout d'abord été mise en œuvre sur un micro-réseau électrique comportant de la production renouvelable sous forme de PV et du stockage sous forme de batteries et d'hydrogène (Fig. 4.3) [61]. L'ensemble est connecté à un bus continu, bien que ce choix n'affecte pas la modélisation du fait des constantes de temps longues considérées.

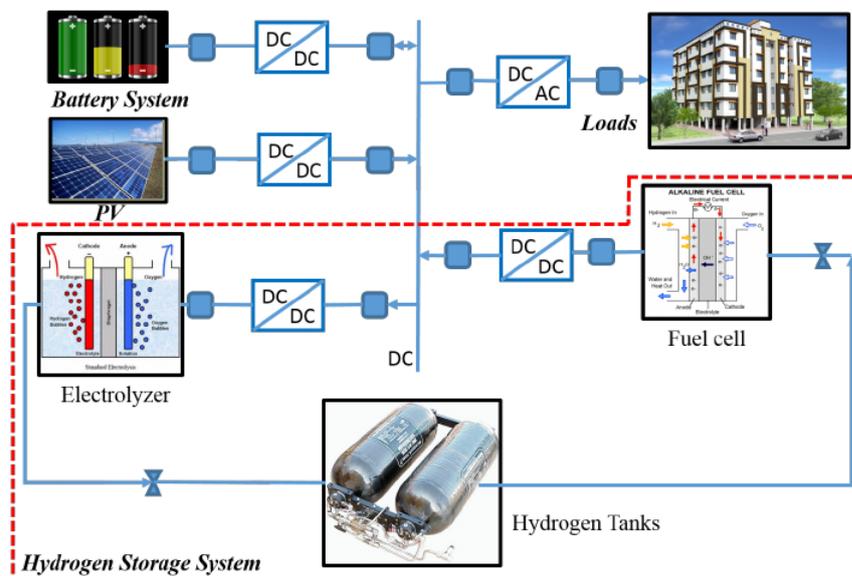


Figure 4.3 – Structure du micro-réseau électrique étudié dans la thèse de Bei Li. L'ensemble des composants électriques sont connectés à un bus DC. Un stockage hybride combinant batteries et hydrogène (électrolyseur, réservoirs de stockage et pile à combustible) est utilisé.

L'une des clés de cet algorithme est dans la définition du problème d'optimisation, c'est-à-

dire dans les fonctions objectif et les contraintes. Une des difficultés est ici qu'il n'y a aucun coût du combustible, puisque celui-ci est renouvelable et donc gratuit. Les formulations classiques basées sur les coûts de carburant ne s'appliquent donc pas. Pour résoudre ce problème, la fonction coût définie pour la gestion de l'énergie prend en compte plusieurs facteurs :

- Un coût « virtuel » de fonctionnement est appliqué pour le stockage par batteries et par hydrogène, de façon à fournir une image du vieillissement induit par l'utilisation du composant et donc son remplacement futur. Il est défini comme proportionnel à la durée de vie totale du composant considéré, donnée soit en heures soit en nombre de cycles [97]. Ceci permet également de différencier les deux moyens de stockage à travers des coûts différents.
- Des pénalités pour la non-satisfaction de la demande et la réduction contrainte de la production renouvelable. L'utilisation de pénalités et non de contraintes strictes permet à l'algorithme de trouver des solutions faisables, même lorsque ces dernières ne sont pas idéales. La valeur des coefficients de pénalité permet de régler le degré de difficulté lié à chaque cas pénalisé.

Au niveau de la fonction coût du dimensionnement, le coût d'investissement est annualisé à l'aide de la technique du *capital recovery factor*³. Le coût de fonctionnement résultant des éléments précédents est alors ajouté au coût d'investissement de chaque solution.

L'ensemble est implémenté sous Matlab. Le programme linéaire est formulé à l'aide de la librairie YALMIP [195] et résolu grâce au solveur commercial Gurobi⁴. La fonction *ga* de MATLAB⁵ permet de faire fonctionner l'algorithme génétique. L'étude est réalisée à partir de données de consommation et d'ensoleillement moyennées par semaine, et issues du bâtiment F de l'UTBM à Belfort où une station météo est installée.

Les résultats de simulation montrent que l'algorithme est fonctionnel et converge vers des solutions plausibles. Plusieurs cas sont étudiés, notamment pour voir l'impact d'un changement de profil de charge ou de paramètres. Une analyse détaillée montre que comme on pouvait s'y attendre, les coûts d'investissement sont importants du fait du stockage. La quantité initiale disponible dans le réservoir d'hydrogène a également un impact non négligeable sur les résultats, du fait de la capacité saisonnière de stockage disponible. Par ailleurs, l'utilisation des ressources pénalisées (réduction de production PV et non-satisfaction de la demande) est limitée aux cas où aucune autre solution n'est possible. Ensuite, une comparaison avec une méthode faisant appel à un ensemble de règles de priorité (Fig. 4.4) à la place de la programmation linéaire retourne des résultats moins bons que ceux obtenus précédemment, ce qui montre l'intérêt de l'utilisation d'algorithmes d'optimisation, notamment pour anticiper les situations à l'avance (par exemple, stocker aujourd'hui en prévision d'une journée peu ensoleillée demain).

Pour aller plus loin, une vérification des résultats de dimensionnement est réalisée avec des données horaires non moyennées. On remarque que les ressources pénalisées sont fréquemment utilisées (Fig. 4.5), ce qui indique que le dimensionnement obtenu n'est en réalité pas optimal : ceci est une conséquence du moyennage des données d'entrée sur une semaine, ce qui ne permet donc pas de prendre en compte des variations plus brèves telles que des pics de demande. Toutefois, faire fonctionner l'ensemble de l'algorithme d'optimisation avec un pas horaire induirait un temps de calcul bien trop long⁶. Une méthode simple est alors proposée

3. Voir <https://nptel.ac.in/courses/105103023/module1/lec4/3.html>.

4. Voir <https://www.gurobi.com/>.

5. Voir <https://www.mathworks.com/discovery/genetic-algorithm.html>.

6. La combinatoire implique que le nombre de variables de décision de la gestion de l'énergie (nombre de composants (3) et nombre de pas de calcul (8760)) se combine à celles du dimensionnement, comme le nombre d'individus et de générations (plusieurs dizaines chacun). La multiplication de ces différents facteurs ainsi que l'ensemble des contraintes liées implique une dimension de problème et donc également un temps de calcul élevés.

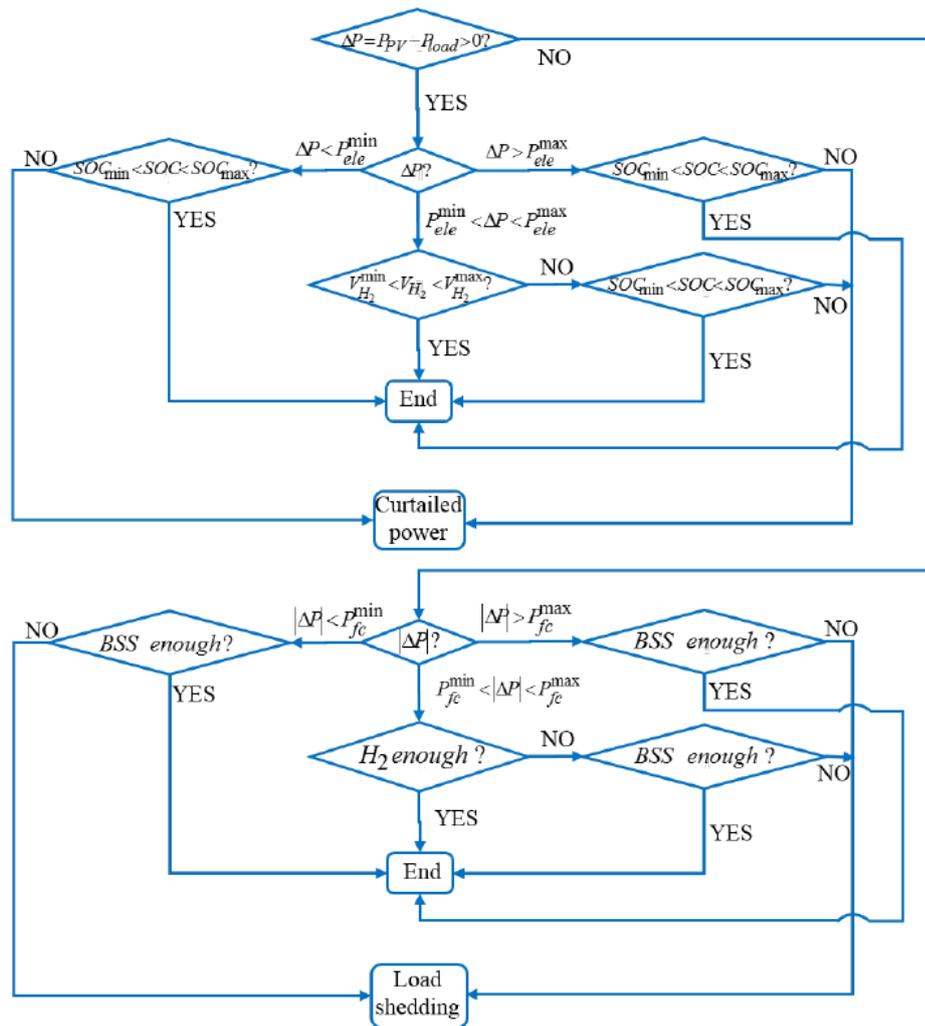


Figure 4.4 – Règles de gestion de l'énergie utilisées dans le test de comparaison dans la thèse de Bei Li. Le principe général est d'utiliser la batterie en premier et l'hydrogène ensuite. En cas de surplus de production renouvelable, celle-ci est limitée, et en cas de déficit de puissance, la demande est réduite.

pour ajuster le dimensionnement du stockage d'hydrogène, à partir des extrêmes annuels de niveau d'hydrogène. Indirectement, cette analyse montre aussi la difficulté à travailler avec un stockage hybride comportant deux constantes de temps assez différentes.

4.4. Application à des micro-réseaux multi-énergies

4.4.1. Cas d'un micro-réseau isolé

À la suite de cette première étude, un micro-réseau multi-énergies (Fig. 4.6) intégrant électricité, chaleur et hydrogène a ensuite été considéré [63]. Parmi les nouveaux équipements, pour la chaleur chaude, on compte un chauffe-eau, des panneaux solaires thermiques, une pile à combustible haute température et un réservoir de stockage de chaleur. Pour la chaleur froide, on intègre également un climatiseur et un système de refroidissement. La partie hydrogène est inchangée en dehors de l'ajout d'une consommation d'hydrogène au sein du micro-réseau, en

plus de la pile à combustible déjà présente auparavant. Le vieillissement des composants de stockage est également pris en compte.

Les modèles utilisés sont ici aussi relativement simples pour les nouveaux composants, dans un souci de limiter la complexité du problème. Les modèles de vieillissement des composants de stockage électrochimique sont en revanche plus détaillés, notamment pour prendre en compte l'impact sur le rendement des phénomènes de dégradation (par exemple à travers l'augmentation de la tension de l'électrolyseur [117]). La fonction coût est également complétée par rapport à l'étude précédente pour intégrer l'utilisation des composants des réseaux de chaleur chaude et froide, à l'aide d'une méthode similaire à celle utilisée pour déterminer le coût de fonctionnement des batteries. Des pénalités sont appliquées pour la production perdue et la demande non satisfaite en termes de chaleur.

Du fait de l'augmentation significative du nombre de composants à considérer et des limitations identifiées précédemment, l'approche de calcul est modifiée. Au lieu de moyenniser les valeurs sur une semaine pendant une année, on sélectionne maintenant 12 jours dans l'année, ces jours représentant ceux où les demandes en électricité, chaud et froid sont les plus élevées. Le pas de simulation est alors d'une heure. Cette nouvelle modalité permet de réduire le temps de calcul tout en prenant en compte les contraintes de puissance en particulier lors des pics de demande, ce qui posait problème dans l'étude précédente. En revanche, cette méthode ne permet pas de bien considérer la gestion du niveau d'hydrogène stocké, puisque seuls quelques jours sont simulés sur une année.

Comme auparavant, le système est simulé pour évaluer sa performance et plusieurs tests sont réalisés. Premièrement, le bon fonctionnement de l'ensemble est vérifié à l'aide d'une simulation à horizon glissant sur une année (voir Fig. 4.7 pour un exemple au cours d'une journée), à la fois avec la programmation linéaire avec les règles de priorité. Comme précédemment, les capacités de stockage de long terme sont ajustées par la suite. Un second test permet ensuite de voir l'influence du vieillissement des composants de stockage électrochimiques sur les résultats : le dimensionnement initial de ces composants est alors supérieur, puisque leur rendement diminue au cours du temps. On peut en revanche noter que l'interprétation des résultats obtenus est difficile du fait des nombreuses interactions entre formes d'énergie.

4.4.2. Cas d'un réseau de micro-réseaux

Dans une troisième étape, nous nous sommes intéressés à des micro-réseaux multi-énergies connectés à des infrastructures électriques, gazières et de chaleur de plus grande taille [40]. En conséquence, l'architecture du réseau, qui était jusqu'alors négligée, est maintenant prise en compte non seulement pour l'électricité, mais également pour les autres énergies. Dans le cas présent, un réseau à 13 nœuds est sélectionné, et un micro-réseau reprenant la structure de la Fig. 4.6 est supposé installé à chaque nœud.

L'approche de modélisation des composants et du problème d'optimisation décrite précédemment est adaptée pour cette nouvelle configuration du système. Toutefois, la résilience du réseau suite à des pannes⁷ est maintenant prise en compte grâce à une méthode robuste. Pour cela, l'importance de chaque nœud est déterminée à l'aide d'une métrique de centralité issue de la théorie des graphes. Plus cette métrique est élevée, plus le nœud est important et donc son absence impacte le fonctionnement de l'ensemble. La métrique est alors intégrée au problème de dimensionnement de façon à ce que le système fonctionne même en cas de perte du nœud le plus critique, au moins en mode dégradé.

7. La résilience des réseaux face aux catastrophes naturelles a également été brièvement étudiée dans d'autres travaux de Bei Li [60], [88], dont certains principes ont été repris ici.

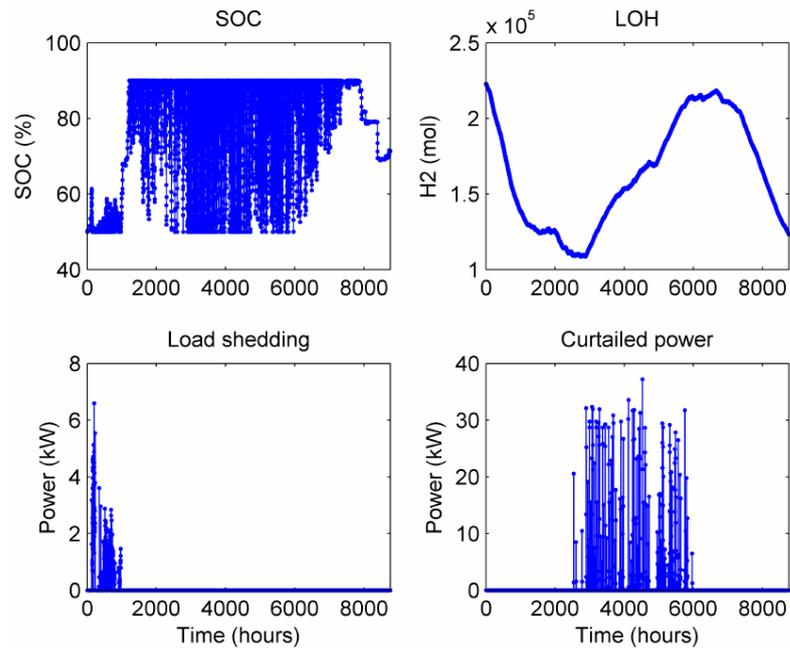


Figure 4.5 – Résultats de la simulation horaire à base de règles dans la thèse de Bei Li. L'état de charge (SOC) de la batterie change fréquemment, alors que le niveau d'hydrogène (LOH) évolue plus lentement, comme on pouvait s'y attendre. L'effacement est principalement utilisé en hiver, lorsque la demande est forte, et la réduction de production solaire en été lorsqu'elle excède largement les besoins. Ces résultats sont ceux obtenus à partir des données moyennées, et avant ajustement de la capacité du réservoir d'hydrogène.

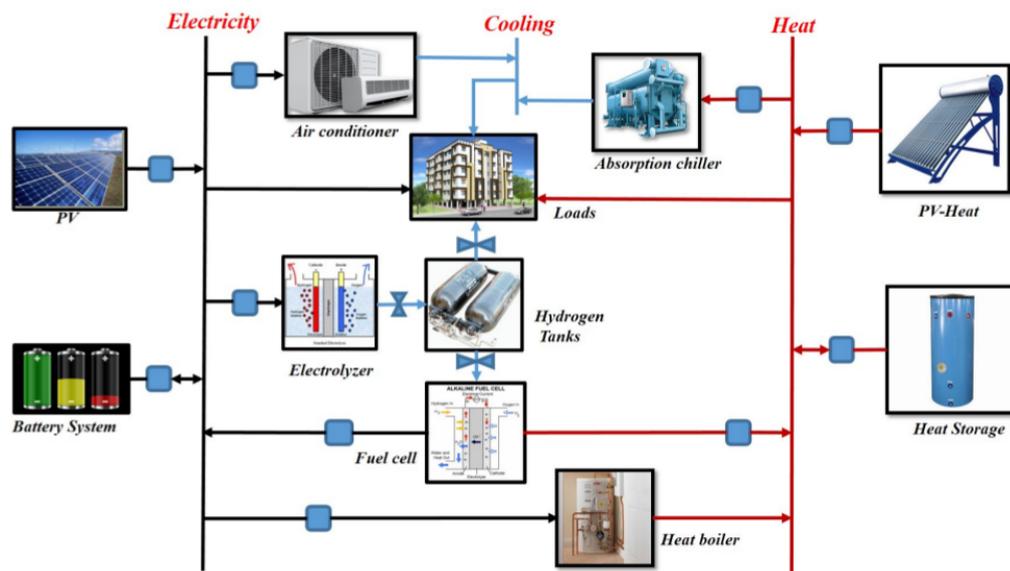


Figure 4.6 – Structure du micro-réseau multi-énergie étudié dans la thèse de Bei Li. Par rapport au système précédent, les besoins en chaleur, en froid et en hydrogène sont considérés. Pour cela, plusieurs composants sont ajoutés, dont notamment un stockage thermique.

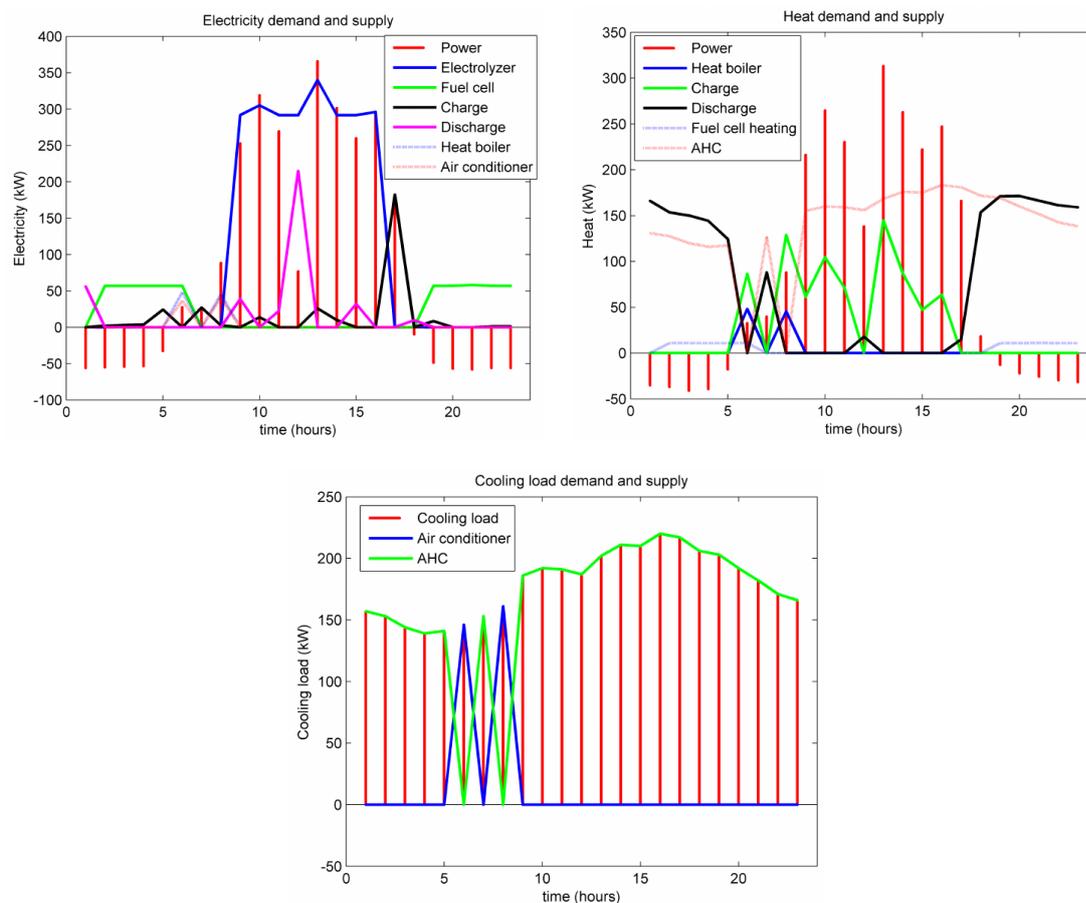


Figure 4.7 – Résultats de la gestion de l'énergie horaire au cours d'une journée dans la thèse de Bei Li. La première figure, à gauche, présente les résultats pour l'énergie électrique, la seconde, à droite, ceux pour la chaleur et la troisième, au centre, ceux pour le froid. Les courbes « Power » correspondent à la charge moins la production renouvelable fatale. Les courbes charge et décharge correspondent aux moyens de stockage, tandis que l'acronyme AHC correspond à un système de refroidissement.

Les résultats de simulation montrent que le nœud 4 est le plus central. En effet, sa mise en défaut empêche les flux d'énergie entre les trois parties principales du réseau, ce qui impacte nécessairement le dimensionnement puisque chaque partie doit alors pouvoir fonctionner sans les autres. On obtient également un coût plus élevé, en échange d'une meilleure résilience du réseau. En conclusion, on voit que la topologie du réseau influence les résultats de dimensionnement. Des tests sur un réseau plus grand avec 30 nœuds viennent confirmer ces résultats (voir un exemple dans la Fig. 4.9, où l'on peut observer l'utilisation simultanée des moyens de production locaux et des réseaux de distribution). Ces travaux ont par ailleurs été étendus pour également prendre en compte l'impact de la recharge des véhicules électriques [39].

4.5. Conclusion sur ces travaux

Ces travaux ont permis d'étudier en profondeur le dimensionnement des micro-réseaux non seulement électriques mais également multi-énergies. Les contributions sont principalement :

- La mise en œuvre d'une méthode de dimensionnement des systèmes électriques à deux

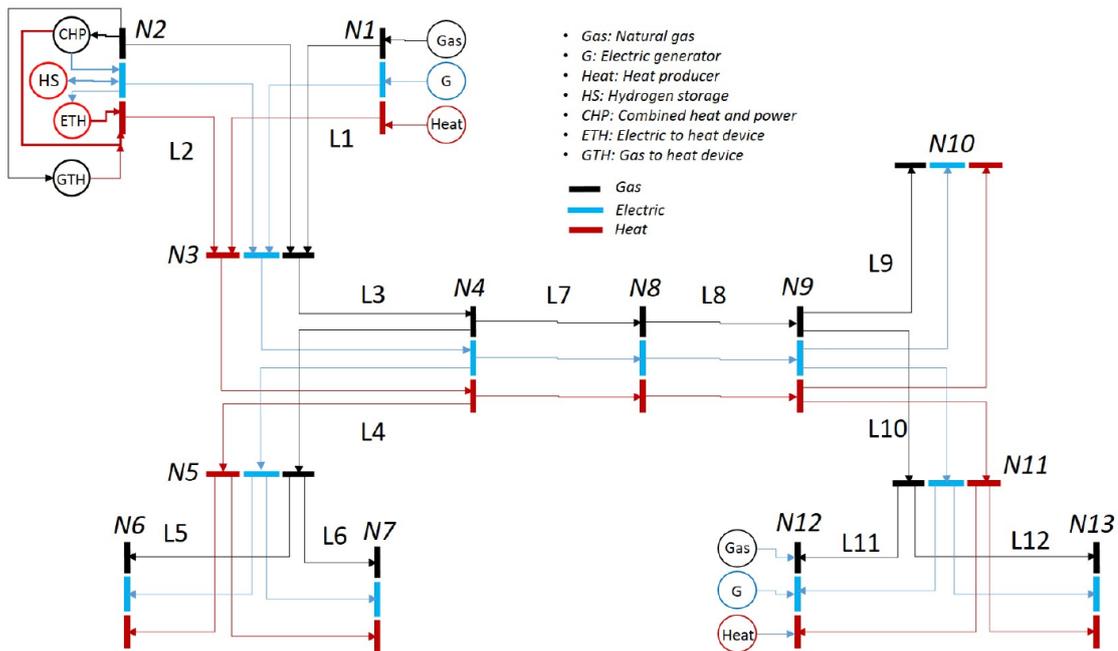


Figure 4.8 – Architecture du réseau multi-énergies à 13 nœuds étudié dans la thèse de Bei Li. À chaque nœud, des installations électriques, gazières et de chaleur sont présentes. Les différents nœuds sont interconnectés par des lignes de distribution pour chaque énergie.

niveaux, permettant de prendre en compte la stratégie de gestion de l'énergie dans le processus de dimensionnement. La combinaison d'une méthode programmation linéaire pour la gestion de l'énergie et d'une métaheuristique pour le dimensionnement permet à la fois d'avoir une gestion de l'énergie capable d'anticiper sur un horizon donné et un dimensionnement retournant un résultat en un temps acceptable.

- L'étude du dimensionnement des micro-réseaux et réseaux électriques et multi-énergies, connectés ou non au réseau principal. L'électricité n'étant pas la seule forme d'énergie utilisée dans le monde, considérer les interactions entre ces différents réseaux devient essentiel, non seulement en termes de rendement global (par exemple en permettant la cogénération) mais également de résilience.
- La considération du stockage hybride, combinant des batteries pour du stockage de court terme et de l'hydrogène pour du stockage de long terme, ainsi que le vieillissement de ces composants électrochimiques dans la méthode de dimensionnement.
- L'analyse de la résilience du réseau pour le dimensionnement, à travers la prise en compte de sa topologie. Ceci permet de limiter les risques d'une panne ou d'un défaut sur l'ensemble du système, en anticipant sa survenue et en adaptant la taille des composants en conséquence.

Si ces travaux sont prometteurs, ils ont cependant ouvert un large spectre de questions nécessitant davantage d'attention, puisque les études sont ici volontairement restées à un niveau d'abstraction élevé. On peut donc noter un certain nombre de points à continuer à travailler :

- Premièrement, la gestion de l'énergie proposée a du mal à gérer le stockage hybride, entre court et long terme. Le pas de temps de calcul est trop long pour avoir un comportement de court terme réaliste, mais prendre un pas de temps court fait exploser le temps de calcul. À l'inverse, comme on l'a vu précédemment, le fait de prendre seulement quelques jours jugés représentatifs ne permet pas de considérer les tendances lentes du stockage

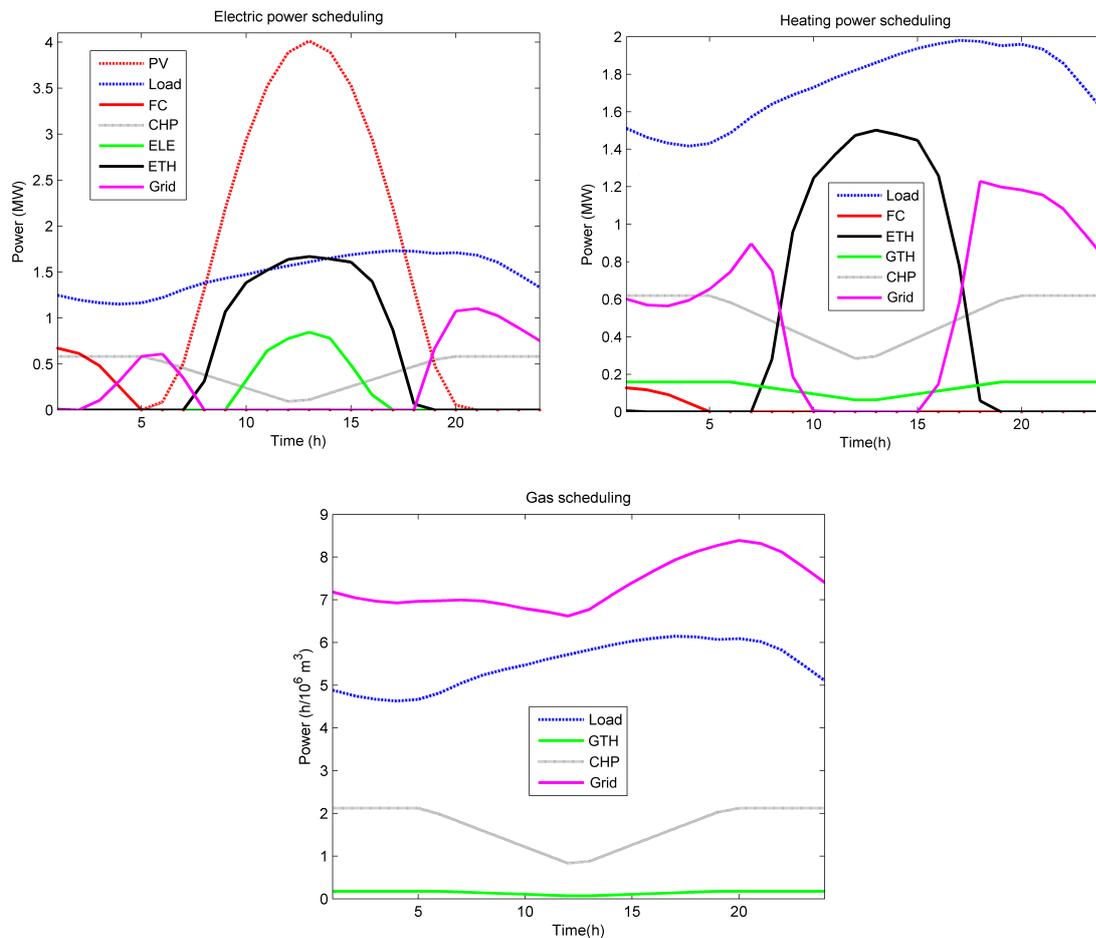


Figure 4.9 – Résultats de la gestion de l'énergie horaire pour le micro-réseau MG3 du réseau à 30 nœuds, au cours d'une journée, dans la thèse de Bei Li. La première figure, à gauche, présente les résultats pour l'énergie électrique, la seconde, à droite, ceux pour la chaleur et la troisième, au centre, ceux pour le gaz. FC représente une pile à combustible, CHP un moyen de cogénération à partir de gaz comme une turbine, ELE un électrolyseur, ETH un moyen de production de chaleur à partir d'électricité, et GTH un moyen de production de chaleur à partir de gaz.

de long terme directement dans l'algorithme. De meilleures modalités de prise en compte restent donc à proposer.

- Deuxièmement, les interactions entre énergies étant complexes, il est parfois difficile d'interpréter les résultats, par exemple pour comprendre pourquoi on fait appel à tel type d'énergie et pas une autre, d'autant plus lorsque plusieurs micro-réseaux sont concernés. On observe par ailleurs des variations brusques de puissance d'une heure à l'autre, voire des oscillations, laissant penser que la formulation du problème doit être précisée, qu'il s'agisse des coûts ou des contraintes de fonctionnement, ici assez simples. Un autre aspect à mieux considérer est une meilleure modélisation des réseaux, par exemple pour prendre en compte les pertes électriques ou thermiques (ce qui a été entamé dans [39]).
- Enfin, si le sujet de la résilience a été abordé, il mérite également davantage de travaux. En effet, l'une des raisons de l'intérêt pour les micro-réseaux étant de faire face aux événements naturels et pannes, il est nécessaire d'aller plus loin, en prenant en compte non seulement les nœuds importants, mais également d'autres aspects comme la stabilité, bien que cela requière des modèles différents.

5

Mesure et analyse de supraharmoniques

Les réseaux de distribution et les micro-réseaux intègrent de plus en plus d'énergies renouvelables, de moyens de stockage ou encore de véhicules électriques, dont la plupart sont interfacés à ces réseaux à travers des convertisseurs statiques tels que des onduleurs, des redresseurs ou d'autres topologies parfois bidirectionnelles. Ces éléments peuvent être considérés comme des composants non-linéaires dont le fonctionnement induit l'émission de supraharmoniques¹, c'est-à-dire des harmoniques entre 2 et 150 kHz [105]. Ces supraharmoniques peuvent ensuite perturber le fonctionnement des systèmes électriques à travers des échauffements, des interférences avec les moyens de communication ou de comptage, ou encore des déclenchements intempestifs de protections, d'où un intérêt pour ce sujet. Ce chapitre, s'appuyant sur les travaux de thèse de Deepak Amaripadath² (depuis 2016), s'intéresse donc à la mesure et à l'étude du comportement des supraharmoniques. Ces travaux ont été réalisés en partenariat principal avec le Laboratoire National de Métrologie et d'Essais (LNE) et s'inscrivent dans le projet H2020 MEAN4SG.

5.1. Définition, sources et impacts

Commençons par rappeler ce que sont des harmoniques dans le cadre d'un signal électrique, qu'il s'agisse de courant ou de tension. Il s'agit de composantes sinusoïdales d'un signal périodique (typiquement d'une fréquence de 50 ou 60 Hz) décomposé en séries de Fourier [193]. Un courant quelconque pourra donc s'exprimer sous la forme :

$$i(t)_{\text{périodique}} = I_0 + \sum_{n=1}^{+\infty} \sqrt{2}I_n \cdot \sin(n\omega t - \phi_n) \quad (5.1)$$

où I est la valeur efficace du courant, n le rang de l'harmonique et ϕ le déphasage. De manière générale, l'amplitude des harmoniques tend à décroître avec l'augmentation du rang n . En conséquence, l'étude des harmoniques s'arrête généralement au plus au rang 40 à 50

1. En plus des harmoniques classiques.

2. Thèse financée par le projet H2020 ITN MEAN4SG. Publications du doctorant à ce jour : [5], [6], [23], [43].

(2 à 2,5 kHz) du fait des difficultés de mesure décrites ci-après. Bien qu'il n'existe pas encore de consensus sur l'utilisation du terme « supraharmoniques », qui semble avoir été introduit en 2013 [106], celui-ci se réfère aux perturbations dont la fréquence est comprise entre 2 et 150 kHz. Ce spectre va donc au delà de celui communément utilisé pour l'étude des harmoniques. Le rang des harmoniques est alors peu utilisé et les fréquences sont généralement préférées pour analyser et visualiser les émissions.

Comme pour les harmoniques, les charges non-linéaires telles que les convertisseurs sont les principales sources de supraharmoniques. On peut par exemple observer des perturbations émises entre 4 et 20 kHz pour du photovoltaïque, et entre 15 et 100 kHz pour des chargeurs de véhicules électriques, bien que les valeurs observées soit très dépendantes des composants et modèles étudiés [55]. Un exemple est visible dans la Fig. 5.1. Cependant, les luminaires de type LED ou les moyens de communication par courant porteur en ligne (CPL) sont également responsables d'émissions. Les émissions en elles-mêmes sont dues à la commutation des interrupteurs des convertisseurs, ou au passage par zéro de signaux induisant un arrêt ou démarrage d'appareil, par exemple pour la compensation de réactif [105]. Concernant le CPL, le principe étant de superposer au signal fondamental un autre signal de plus haute fréquence (9 à 150 kHz) porteur d'information, des supraharmoniques sont nécessairement observées.

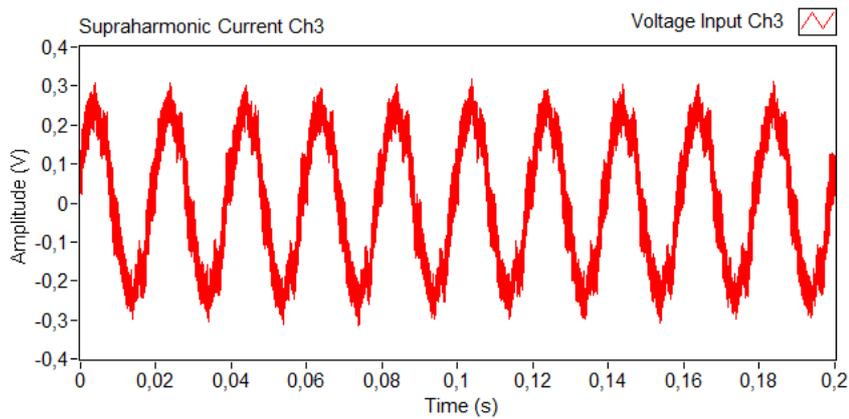
Une fois émises, les supraharmoniques peuvent se propager dans les réseaux et se combiner, suivant des processus encore mal connus et peu étudiés [69]. Si les amplitudes mesurées ont tendance à diminuer plus l'on éloigne de la source d'émission, on observe également que certains appareils peuvent absorber des émissions. On distingue donc ce que l'on qualifie d'émissions primaires, ayant pour origine le fonctionnement d'un appareil, et les émissions secondaires, induites par une autre source. Des phénomènes de résonance sont également visibles dans certaines conditions. En termes d'impacts, les supraharmoniques peuvent entraîner des échauffements, réduire la durée de vie d'équipements, induire des problèmes de compatibilité électromagnétique, interférer avec des communications CPL, affecter la précision de mesures de compteurs d'énergie, ou encore causer des déclenchements de protections injustifiés.

Si des publications sur le sujet ont commencé à apparaître il y a un environ une dizaine d'années [184], le développement des composants non-linéaires dans les réseaux [173], et donc des niveaux de supraharmoniques mesurés, montre que ces phénomènes méritent d'avantage de travaux pour mieux les comprendre et, par la suite, les maîtriser [90].

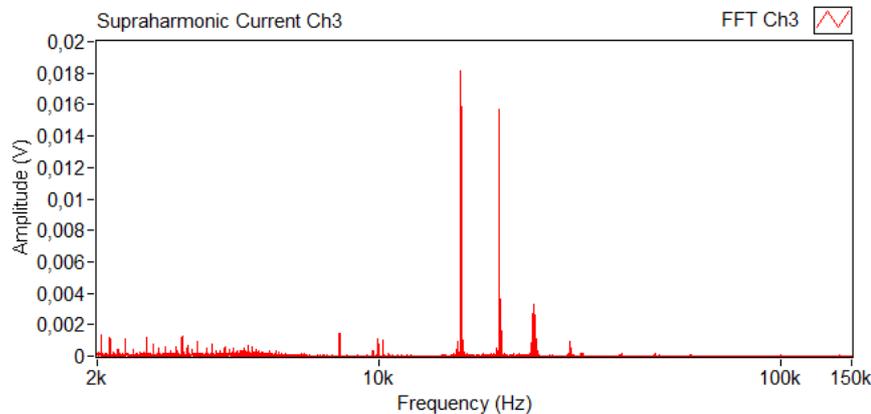
5.2. Conception d'un système de mesure

La mesure de supraharmoniques pose plusieurs difficultés par rapport à ce qui est utilisé dans les équipements dédiés aux mesures d'harmoniques [69]. Premièrement, l'amplitude des signaux à mesurer est faible, de l'ordre du mV. Ensuite, une résolution et une gamme dynamique élevées sont nécessaires, étant données l'amplitude des signaux et la gamme de fréquence étudiée. Enfin, des capteurs non-invasifs, pour lesquels il n'est pas nécessaire de modifier une installation existante, et à bande passante élevée, sont par ailleurs requis.

En conséquence, du matériel spécifique doit être utilisé. En l'absence d'équipement commercial ouvert et correspondant aux critères listés précédemment, un système de mesure a été conçu et testé. Le système proposé [6], [23], [43], décrit dans la Fig. 5.2, utilise 4 voies au total : 2 pour la tension et 2 pour le courant. Chaque signal est filtré à l'aide d'un filtre de premier ou second ordre de façon à mesurer soit le signal fondamental (50 Hz), soit les supraharmoniques. Les mesures de tension sont isolées soit à travers un transformateur, soit à travers un isolateur optique. Les capteurs de courant sont des enroulements de Rogowski, qui permettent une ins-



(a) Tracé temporel de la sortie du capteur de courant entre 2 et 150 kHz sur une durée de 200 millisecondes.



(b) Tracé fréquentiel de la sortie du capteur de courant entre 2 et 150 kHz sur une durée de 200 millisecondes.

Figure 5.1 – Tracés temporel et fréquentiel de la sortie du capteur de courant en présence d'un onduleur PV et d'un chargeur de véhicule électrique dans la thèse de Deepak Amaripadath. On observe deux principaux pics d'harmoniques de courant à un peu plus de 10 kHz.

tallation simple sur un circuit existant, tout en offrant une bonne réactivité et linéarité. La sortie du capteur étant proportionnelle à la dérivée du courant, un intégrateur est alors nécessaire.

L'acquisition des différents signaux est ensuite réalisée à l'aide d'un appareil (un PXI de National Instruments³) permettant également l'enregistrement des données ainsi que la communication avec un ordinateur. L'ensemble est programmé avec le logiciel LabVIEW, qui permet également la création d'une interface Homme-machine. Le logiciel réalise notamment le traitement des données pour en tirer des informations utiles, ici le contenu en supraharmoniques. Afin d'assurer la fiabilité des mesures, l'ensemble de la chaîne d'acquisition est ensuite caractérisée en amplitude et en fréquence, notamment de façon à déterminer les facteurs de correction à appliquer suivant les erreurs de linéarité constatées. La répétabilité, reproductibilité, stabilité, et résolution des mesures est également vérifiée. Toujours dans un souci de valider la fiabilité des mesures, celles-ci sont comparées avec celles obtenues par un analyseur de réseau du commerce.

Une fois les mesures réalisées, les données doivent être traitées. Ceci est généralement

3. Voir <https://www.ni.com/fr-fr/shop/pxi.html>.

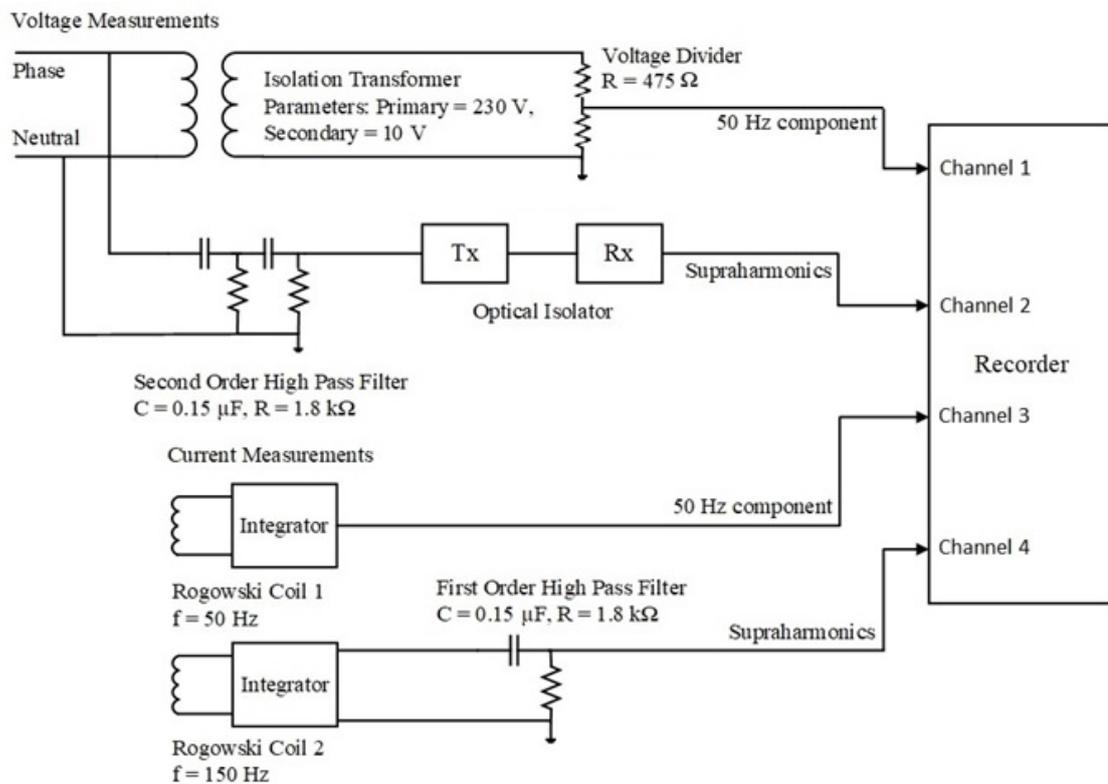


Figure 5.2 – Schéma de principe du système de mesure conçu et utilisé dans la thèse de Deepak Amari-padath. Au total, 4 voies sont utilisées : 2 pour la tension, et 2 pour le courant. Des filtres sont utilisés pour séparer le signal fondamental des supraharmoniques.

réalisé à l'aide de deux outils mathématiques basés sur une analyse fréquentielle du signal [172]. Le premier est la transformée de Fourier rapide (*Fast Fourier Transform*, FFT). Comme son nom l'indique, il s'agit d'un algorithme de calcul de la transformée discrète de Fourier dont l'intérêt principal est la rapidité par rapport à la transformée de Fourier discrète. Elle est communément utilisée en traitement du signal numérique, et permet d'obtenir le spectre fréquentiel d'un signal, ici la tension et le courant. Le second outil est la transformée de Fourier à temps court ou à fenêtre glissante (*Short-Time Fourier Transform*, STFT), qui peut être considérée comme une extension de la FFT permettant de visualiser la variation temporelle du spectre d'un signal. Il permet donc le tracé de spectrogrammes, dont l'utilité n'est réelle que dans le cas d'un signal dont les caractéristiques sont variables au cours du temps. L'une des difficultés liées à son utilisation est le choix des résolutions temporelle et fréquentielle : si l'une est élevée, l'autre sera faible, et inversement. Une étude sur l'impact des différents paramètres a alors permis de choisir les plus adaptés, par exemple pour le choix du type de fenêtre utilisé.

5.3. Mesures sur un réseau de distribution

Dans le cadre de MEAN4SG, le système de mesure a ensuite été mis en œuvre pour réaliser des mesures de supraharmoniques dans des conditions proches du réel. Le site ConceptGrid d'EDF (Fig. 5.3) [131] comporte divers équipements dont plusieurs bâtiments intégrant différentes charges résidentielles ainsi que des panneaux photovoltaïques ou encore un chargeur

de véhicule électrique⁴. L'intérêt de cette plateforme, par rapport à des mesures sur un réseau réel de distribution, est qu'il est possible de déterminer avec exactitude quels appareils sont connectés ainsi que de changer facilement la configuration du réseau (appareils connectés ou non, point de mesure, etc.). Une version simplifiée du réseau, focalisée sur les éléments testés, est visible en Fig. 5.4.

Le temps disponible pour accéder au site étant limité et le nombre de combinaisons possibles élevé, le programme de mesures a été conçu à l'aide d'un plan d'expériences [110]. Le principe général est de maîtriser les paramètres d'entrée pour obtenir des résultats en limitant le nombre d'essais. Une première étape consiste en la sélection des facteurs influençant les émissions de supraharmoniques à considérer dans la campagne de mesures⁵. Le choix est réalisé en combinant les éléments disponibles sur le site et les indications de la littérature. Le Tableau 5.1 liste les 4 facteurs choisis : la présence ou non d'un onduleur PV résidentiel, la présence d'un onduleur industriel, la valeur totale de la charge de type résidentielle, ainsi que la localisation du point de mesure (voir Fig. 5.4). Une approche factorielle a ensuite été suivie pour générer la liste des expériences, en considérant uniquement deux cas (ou états) possibles pour chaque facteur : à l'arrêt ou en fonctionnement, pour les appareils, et deux points de mesure différents.

N°	Facteur	États
A	Onduleur PV résidentiel	Haut / Bas
B	Onduleur PV industriel	Haut / Bas
C	Charge résidentielle	Haut / Bas
D	Point de mesure	MP ₁ / MP ₂

Tableau 5.1 – Facteurs pris en compte pour les mesures et états possibles dans la thèse de Deepak Amaripadath. Ces facteurs permettent ensuite de déterminer l'ensemble des tests à réaliser.

5.4. Analyse du rôle des différents facteurs

Les mesures, faites pour un ensemble de configurations du réseau (appareils éteints ou allumés, point de mesure), fournissent de larges quantités de données puisque la fréquence d'échantillonnage est fixée à 1 MHz. L'exploitation de ces données est ensuite problématique : comment en tirer des informations utiles ? Pour cela, une FFT est réalisée sur chaque mesure et la plage de fréquence de 2 à 150 kHz est divisée en bandes de 2 kHz. Le contenu supraharmonique en courant ou tension dans chaque bande est ensuite déterminé. À partir de cela et des facteurs correspondant à chaque mesure, la méthode d'analyse statistique ANOVA [66] est utilisée. Cette méthode d'analyse de la variance est un modèle statistique pour comparer les moyennes d'échantillons, correspondant ici aux mesures de supraharmoniques.

Les résultats de l'analyse, obtenus avec le soutien d'un département dédié du LNE, sont visibles à la fois pour la tension et le courant dans la Fig. 5.5. Ils permettent notamment de déterminer les principales sources primaires et secondaires d'émissions, ainsi que leurs interactions. On observe tout d'abord que les émissions de supraharmoniques sont plus importantes pour la tension que pour le courant, en particulier pour des fréquences élevées. La charge et le point de mesure sont les facteurs les plus importants dans la valeur des émissions. Ceci signifie par exemple que les émissions ont tendance à s'atténuer avec l'augmentation de la distance

4. Pour des questions de confidentialité, les modèles testés ne peuvent être décrits plus précisément.

5. En réalité, deux campagnes de mesures ont été réalisées, suite à une mise à jour du système de mesure. Seuls les éléments de la seconde campagne sont présentés ici.

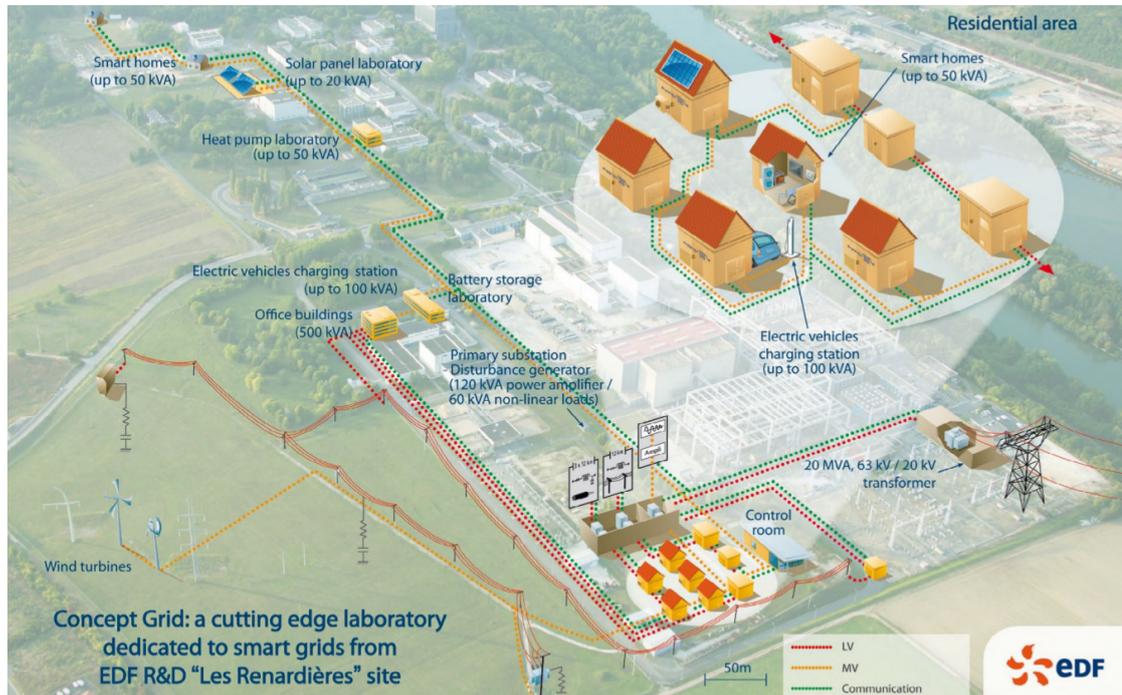


Figure 5.3 – Schéma de la plateforme Concept Grid d'EDF R&D sur laquelle les mesures ont été effectuées [131]. Les maisons représentées dans le coin supérieur droit sont équipées de charges résidentielles (pompe à chaleur, réfrigérateur, etc.), de panneaux PV ou encore d'un chargeur de véhicule électrique.

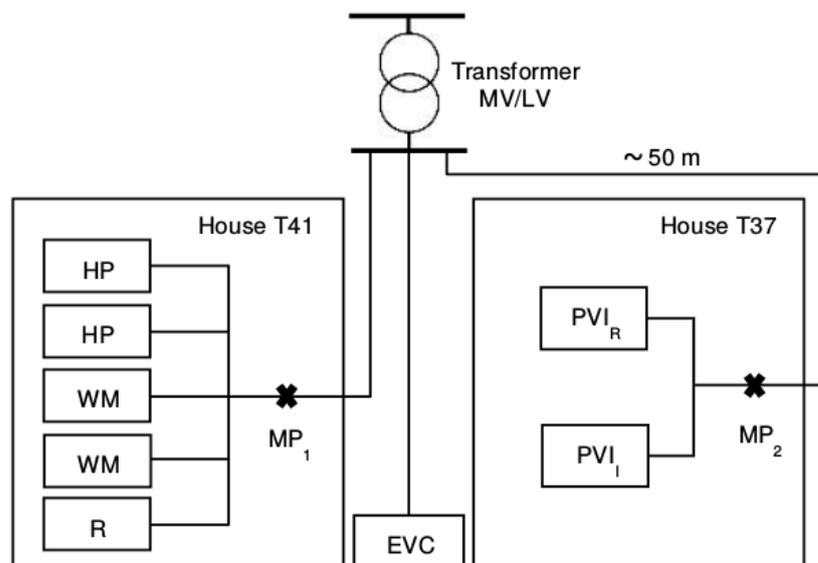


Figure 5.4 – Architecture simplifiée du système de test et localisation des points de mesure. HP désigne une pompe à chaleur, WM une machine à laver, R un réfrigérateur, EVC un chargeur de véhicule électrique, PVI_R un onduleur PV résidentiel et PVI_I un onduleur PV industriel. MP_1 et MP_2 sont les deux points de mesure.

depuis la source. On peut par ailleurs noter une faible influence de la présence des onduleurs PV, y compris pour les différentes interactions, à l'inverse des interactions entre point de mesure et charge. Si une analyse plus détaillée peut fournir plus de précisions, notamment sur les fréquences où des interactions apparaissent, on peut toutefois remarquer que ces résultats ne sont pas aisément généralisables, puisqu'assez dépendants du système étudié.

Waveform	Frequency (kHz)	Individual Effects				Interactions				
		PVI _R	PVI _I	Load	MP	PVI _R / PVI _I	PVI _R / MP	Load/ MP	PVI _I / Load	PVI _I / MP
Voltage	2-4				Yellow					
	9-11			Red	Red			Red		
	19-21		Yellow		Yellow					Yellow
	39-41				Yellow					
	59-61		Yellow		Yellow					Yellow
	79-81			Yellow	Red			Yellow		
	99-101			Yellow	Yellow					
	119-121			Yellow	Red			Yellow		
	139-141			Yellow	Red			Yellow		
Current	2-4				Yellow					
	9-11			Yellow						
	19-21				Yellow					
	39-41				Red					
	59-61									
	79-81									
	99-101				Red					
	119-121				Yellow					
	139-141									

Figure 5.5 – Résultats de l'analyse ANOVA pour les différents facteurs considérés dans la thèse de Deepak Amaripadath. Les résultats sont visibles pour la tension et le courant, ainsi que pour plusieurs bandes de fréquences. Les effets individuels et les interactions sont étudiés. Une case rouge indique un facteur très significatif, une case jaune un facteur significatif, et une case blanche des facteurs non-significatifs.

5.5. Conception d'une plateforme de calibration

Un troisième objectif de la thèse, s'appuyant sur le premier, est la conception et la réalisation d'une plateforme de calibration [5]. Cette plateforme (Fig. 5.6) peut fonctionner dans deux modes distincts : soit pour acquérir des signaux, soit pour en générer. Les signaux générés peuvent être simples (sinusoïde, carré, triangle, etc.), modulés en amplitude et en fréquence pour reproduire une perturbation, contenir des harmoniques prédéfinies, ou encore reproduire à l'identique un signal pré-enregistré. La partie acquisition reprend les fonctionnalités utilisées pour la mesure des signaux, et décrites précédemment (affichage, FFT et STFT). Une interface LabVIEW (Fig. 5.7) permet de rapidement contrôler l'ensemble des fonctions disponibles et visualiser les mesures, rafraîchies en temps réel.

La plateforme est testée avec un appareil du commerce, le PQube 3 du fabricant PSL⁶. L'objectif du test est de caractériser l'équipement à travers l'erreur de linéarité. Pour cela, la

6. Voir <https://www.powerstandards.com/power-analyzers/>.

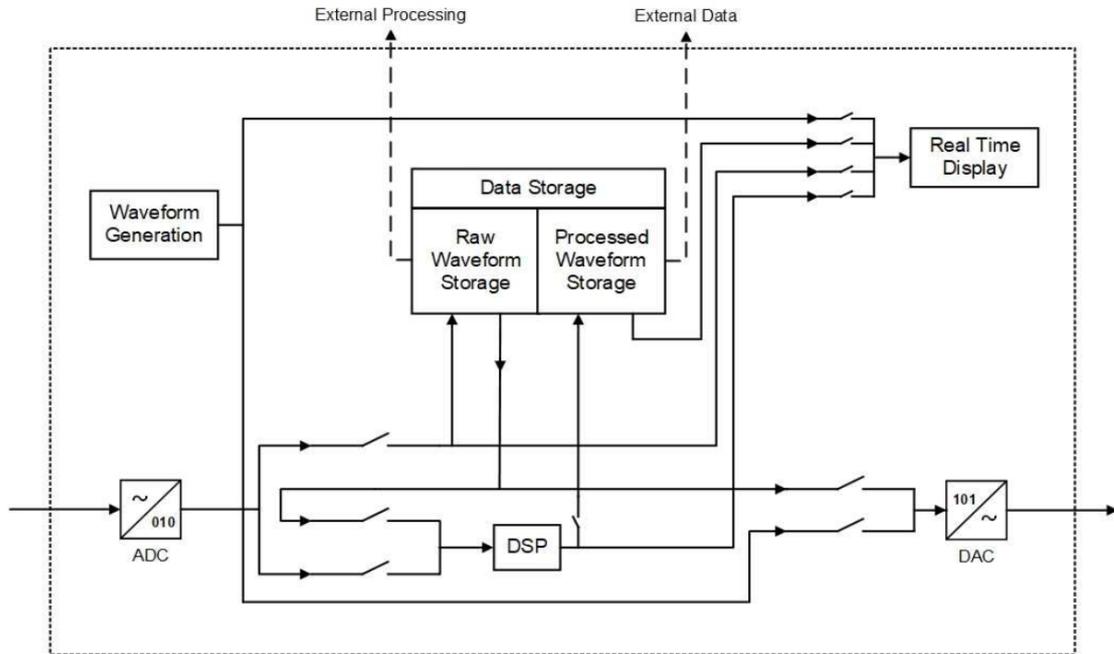


Figure 5.6 – Schéma de principe de la plateforme de calibration dans la thèse de Deepak Amaripadath. Cette plateforme permet non seulement de réaliser l'acquisition de signaux mais également de les rejouer, tout en permettant une supervision du système à travers une interface LabVIEW.



Figure 5.7 – Interface sous LabVIEW de la plateforme de calibration dans la thèse de Deepak Amaripadath. La partie gauche permet de paramétrer l'acquisition des mesures ainsi que les signaux générés, alors que la partie droite permet de visualiser ce qui est généré et mesuré.

plateforme génère un signal prédéfini et compare les mesures du PQube avec le signal initial. L'erreur de linéarité atteint 3,6% dans la gamme des supraharmoniques. D'autres appareils pourraient être caractérisés et comparés suivant le même processus, par exemple en vue d'une certification.

5.6. Conclusion

Les travaux présentés dans ce chapitre et conduits dans le cadre du projet MEAN4SG contribuent donc à une meilleure compréhension des supraharmoniques et de leur comportement, notamment à travers des réalisations expérimentales. Les contributions principales résident dans la conception, la caractérisation et la réalisation d'un système de mesure fiable et précis de ces signaux de fréquence élevée et d'amplitude faible. Ce système a ensuite permis de réaliser deux campagnes de mesure sur un site expérimental d'EDF R&D, intégrant un ensemble d'appareils représentatifs d'un quartier résidentiel, donc de la production distribuée et du stockage sous forme d'un véhicule électrique.

Les mesures et les analyses réalisées grâce à elles ont ensuite servi à déterminer quels appareils ont plutôt tendance à émettre ce type de perturbations, et comment celles-ci peuvent se comporter en fonction des appareils connectés et du lieu de la mesure. La grande quantité de données et le nombre de facteurs influençant les résultats rendent toutefois difficile l'établissement de conclusions générales malgré les méthodes systématiques employées ici.

Enfin, une plateforme de calibration d'appareils de mesure de supraharmoniques s'appuyant sur le système de mesure développé a été conçue, réalisée et validée à l'aide de LabVIEW. Si ces travaux sont plutôt complets par rapport au cahier des charges initial fixé par le projet, la compréhension de la propagation des supraharmoniques reste encore à approfondir largement. Ceci inclut notamment la modélisation de leur propagation dans des systèmes électriques.

6

Conclusion et perspectives

6.1. Résumé des travaux et activités

6.1.1. Parcours scientifique et contributions

Mon parcours scientifique a commencé lors de mon projet de fin d'études, où j'ai eu à développer un algorithme de détermination de l'état de charge pour batteries lithium-ion à l'aide de méthodes existant dans la littérature. Plus qu'intéressé par la profondeur du sujet, et découvrant alors l'étendue de ma méconnaissance de nombreux domaines, j'ai saisi l'opportunité de pouvoir débiter une thèse de doctorat sur les réseaux électriques intelligents. En effet, les réseaux électriques m'apparaissaient comme l'infrastructure la plus importante aux sociétés modernes, étant donné l'arrêt quasi-complet de la plupart des activités économiques en cas de panne. Par ailleurs, le sujet des réseaux intelligents commençait à se populariser, notamment avec le développement des énergies renouvelables.

Ma thèse [158], préparée à l'IRTES et en collaboration avec des informaticiens à partir de fin 2009, visait à étudier les apports possibles des systèmes multi-agents dans la gestion de l'énergie dans les réseaux, deux domaines que je ne connaissais pas à ce moment. Les thématiques de réseau étaient également nouvelles au laboratoire. Dans le cadre d'une collaboration avec General Electric et l'Université de Haute Alsace, nous avons d'abord étudié l'application des SMA pour la gestion d'un parc de centrales à gaz. Ensuite, grâce à une collaboration et un séjour à Colorado State University en 2012, nos travaux se sont ensuite focalisés sur l'apport des SMA pour la coordination de l'effacement résidentiel en lien avec les contraintes du réseau de distribution.

Peu de temps après ma soutenance, j'ai candidaté et obtenu un poste de maître de conférences en 2013. J'ai souhaité continuer à étudier les problématiques de gestion de l'énergie résidentielle à travers la thèse de Berk Celik (débutée en 2014), qui a permis d'aller plus loin en mettant en place des mécanismes d'échange d'énergie au sein de quartiers, toujours à l'aide de SMA [49]. La prise en compte de la production et du stockage décentralisés grâce à diverses stratégies de gestion ont également contribué à mieux comprendre la complexité et les enjeux techniques, économiques et sociétaux liés à ces échanges. En parallèle, l'utilisation de stratégies décentralisées a montré tout son intérêt dans des systèmes comportant des acteurs hétérogènes aux ressources et intérêts différents, mais également ses limites pour une applica-

tion pratique. Enfin, la mise en œuvre du calcul parallèle, là aussi en collaboration avec Colorado State University, a permis de mettre en valeur l'utilisation de centres de calcul pour la résolution de grands problèmes, ce qui fait aujourd'hui écho aux sujets traités dans le projet ANR DATAZERO depuis 2016.

En parallèle de la thèse de Berk Celik, j'ai également eu l'opportunité de participer à l'encadrement de celle de Feng Yang (voir annexe A) à partir de 2014, en collaboration avec des informaticiens. Celle-ci m'a permis de faire le lien entre mes travaux précédents sur les batteries lithium-ion et ceux sur les SMA pour concevoir de grands packs de batteries plus performants et résilients face aux pannes. La méthode utilisée ici est de permettre une grande flexibilité de la structure du pack à travers un ensemble d'interrupteurs permettant une reconfiguration dynamique des connexions internes [75]. Si au final la complexité de l'ensemble est non négligeable et donc potentiellement assez chère, l'approche décentralisée simplifie ici sa mise en œuvre tout en la réservant à des applications de niche ou utilisant un grand nombre de cellules.

L'année 2015 a vu le début des thèses de Bei Li et Jin Wei sur les micro-réseaux, ce qui amorçait mon orientation plus marquée vers ce domaine par la suite (voir la section 6.1.2), et qui s'inscrivait dans le contexte de notre intégration en cours au sein du laboratoire FEMTO-ST. La thèse de Bei Li [38], très productive, s'est focalisée principalement sur le dimensionnement de ces systèmes plus petits que des réseaux de distribution, mais pour lesquels les difficultés de gestion et de contrôle sont plus complexes. La problématique du dimensionnement ayant été soulevée par plusieurs relecteurs de nos publications précédentes, il me semblait important de s'y intéresser de plus près. Nous avons donc travaillé sur le dimensionnement de micro-réseaux électriques puis multi-énergies (dont chaleur et gaz), connectés ou non aux réseaux de distribution. L'approche sélectionnée est une méthode à deux niveaux permettant de combiner dimensionnement et gestion de l'énergie, chacun étant le résultat d'une optimisation. Les résultats montrent que si le dimensionnement peut sembler être un sujet assez classique, il reste un large panel de problématiques à étudier plus en détails, notamment en lien avec l'intégration du stockage hydrogène auquel je m'intéresse de plus en plus aujourd'hui.

La thèse de Jin Wei, commencée au même moment en collaboration avec des informaticiens, vise quant à elle un niveau supérieur qui est celui du réseau de micro-réseau, et pouvant (peut être) préfigurer l'architecture future des réseaux électriques. Si la gestion de l'énergie dans un micro-réseau est beaucoup étudiée, celle de la coordination entre micro-réseaux interconnectés l'est moins, en particulier au moment où ces travaux ont débuté. Il s'agissait ici d'étudier comment des micro-réseaux normalement autonomes peuvent se secourir mutuellement en cas de panne, en assurant une réponse coordonnée et efficace d'un point de vue technique comme économique. La méthode proposée exploite là aussi les SMA ainsi que plusieurs algorithmes de résolution et d'optimisation distribués. S'ils montrent qu'une coordination décentralisée pour traiter ce type de problèmes peut être utilisée, les résultats ouvrent également la voie à plus de travaux sur la fourniture de services système par les micro-réseaux à leur environnement.

À partir de 2016 et après avoir rejoint FEMTO-ST, on peut observer une montée en puissance rapide de ma participation aux projets de recherche collaboratifs ANR et H2020, soit en tant que contributeur scientifique, soit en tant que porteur. Dans le cadre du projet ANR DATAZERO (regroupant des laboratoires de génie électrique et informatique et l'entreprise EATON), pour lequel j'ai coordonné la majeure partie des activités de génie électrique concernant FEMTO-ST, la thèse de Suyao Kong met en œuvre un technique issue de l'automatique, en l'occurrence la commande basée sur la passivité, pour assurer la gestion stable et à court terme d'un système hybride puis d'un micro-réseau intégrant à la fois de la production renouvelable du stockage hybride (batterie et hydrogène). Si des contributions sur l'application de la méthode à un système aussi large que le dernier et sur l'intégration de saturations à la commande ont été réalisées, un

travail important a également été fait sur la validation expérimentale des résultats, d'abord en HIL puis en PHIL. Dans le cas du PHIL, la modernisation et l'extension du banc utilisé ainsi que son interfaçage logiciel avec le reste du projet ont nécessité des efforts importants auxquels a également pris part Berk Celik en tant que postdoctorant sur le projet. Ces travaux nous permettent aujourd'hui de disposer d'une plateforme fonctionnelle pour la validation des techniques de commande et de gestion de l'énergie, bien que de nouveaux projets d'extension soient en cours, notamment avec une plus grande puissance et des équipements PHIL bien supérieurs.

Également débuté en 2016, le projet H2020 ITN MEAN4SG m'a permis de m'initier au monde de la métrologie, dans une collaboration avec deux laboratoires nationaux de métrologie, le LNE (France) et METAS (Suisse), et l'entreprise EDF R&D disposant du centre d'essais Concept-Grid. L'intégration des énergies renouvelables, du stockage et des véhicules électriques se faisant grâce à des convertisseurs statiques, de la pollution harmonique est introduite dans les réseaux et micro-réseaux. Si les harmoniques classiques sont étudiées depuis longtemps, les supraharmoniques (de 2 à 150 kHz) le sont bien moins alors que leur présence est de plus en plus grande avec le développement des ressources décentralisées. Les travaux de cette thèse ont donc porté sur la mesure précise et fiable de ces perturbations grâce à un système dédié, caractérisé, testé et validé en laboratoire puis en conditions réelles sur le site de ConceptGrid. Une analyse de mesures dans différentes configurations a ensuite permis de mieux comprendre les sources d'émissions, leur comportement et leur propagation. À partir du même système de mesure, un calibrateur d'appareil de mesure de supraharmoniques a enfin été conçu et réalisé. Cette thèse, réalisée en grande partie au LNE, a donc également été fortement orientée vers des réalisations et validations pratiques.

Plus récemment, mes activités de recherche se sont d'avantage orientées vers l'intégration de l'hydrogène dans les réseaux et micro-réseaux à travers le projet H2020 HAEOLUS et le projet ANR RECIF. HAEOLUS, débuté en 2018 avec plusieurs partenaires académiques et industriels européens, vise à étudier la valorisation de l'énergie éolienne dans des zones reculées grâce à la production d'hydrogène, notamment à travers la réalisation d'un démonstrateur comportant un électrolyseur de 2,5 MW (Fig. 6.1). Nos activités en cours sur ce projet concernent principalement le diagnostic et pronostic de l'électrolyseur en vue d'une maintenance minimale, compte-tenu de l'endroit reculé d'implantation du démonstrateur. Un post-doctorant, Raffele Petrone, travaille actuellement sur ce sujet. En parallèle, le projet ANR RECIF porte sur la conception et la réalisation d'un démonstrateur intégrant un micro-réseau combinant des panneaux PV, du stockage par batterie et hydrogène, mais également un système innovant de production de froid. Si des parallèles évidents existent avec les thèses de Bei Li et Suyao Kong, une des originalités du projet réside dans le couplage entre électricité, hydrogène et froid, entre autre à l'aide d'un réacteur thermochimique. Une thèse est en train de démarrer sur ce sujet, et portera sur la modélisation du système ainsi que sa gestion.

En conclusion, mes contributions scientifiques principales, réalisées majoritairement à travers les thèses co-encadrées, les projets et les collaborations nationales et internationales auxquels je participe, participent à une meilleure compréhension des défis et des solutions potentielles pour l'intégration massive des énergies renouvelables dans les réseaux et micro-réseaux. Parmi les aspects étudiés et au sujet desquels des contributions peuvent être identifiées, on peut notamment citer :

- La gestion décentralisée et coordonnée de ressources résidentielles, intégrant production, stockage, et flexibilité de la demande,
- La gestion décentralisée et coordonnée d'un ensemble de micro-réseaux interconnectés,
- La commande passive d'un micro-réseau intégrant du stockage hybride,
- Le dimensionnement optimal de micro-réseaux électriques et multi-énergies,

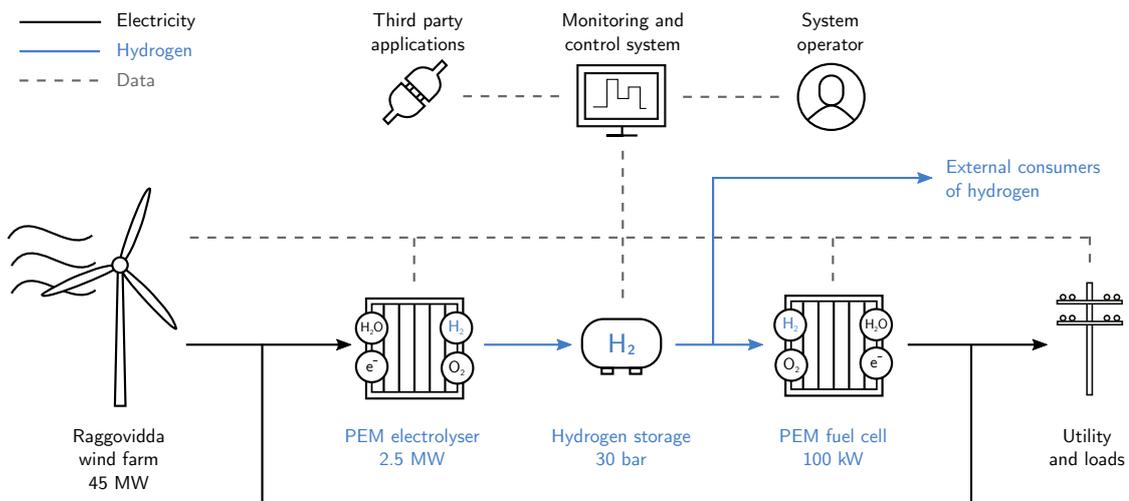


Figure 6.1 – Structure du démonstrateur du projet H2020 HAELUS, cherchant à valoriser la production éolienne à travers le vecteur hydrogène. La production éolienne ne pouvant être envoyée sur le réseau du fait de sa congestion est utilisée pour produire de l'hydrogène, qui peut être ensuite consommé pour diverses applications ou pour alimenter des charges locales via une pile à combustible.

- Le développement et la mise en œuvre d'outils de co-simulation entre logiciels,
- La modernisation et mise en œuvre d'un banc expérimental pour micro-réseaux,
- Et la conception, réalisation et validation d'un système de mesure et calibration pour supra-harmoniques résultant de la production et du stockage décentralisés.

De nombreux défis restent cependant à résoudre, par exemple pour une meilleure intégration de l'hydrogène dans les réseaux, la gestion des incertitudes ou encore l'analyse de l'état de santé des réseaux. Ces défis feront l'objet de mes travaux au cours des prochaines années, et sont décrits plus en détails dans la section 6.2. En complément de ces défis, on peut néanmoins également citer la stabilité des réseaux sans inertie [94], l'évolution des marchés et services systèmes avec une forte incertitude sur les états futurs du système, la prévision fiable de la production renouvelable, ou encore la valorisation des quantités de données de plus en plus grandes circulant sur les réseaux [8], [70].

6.1.2. Positionnement des travaux dans la communauté scientifique

Si des contributions ont pu être réalisées, elles s'appuient sur les travaux passés d'autres chercheurs, qu'ils soient locaux, français, européens ou internationaux. L'analyse du positionnement de nos travaux sépare donc les applications pour réseaux de distribution et celles pour micro-réseaux, et les acteurs français et étrangers. Cette analyse résulte d'un suivi de la littérature scientifique ainsi que des participants aux conférences, projets et organisations dédiées principales.

Au niveau français, les sujets liés aux réseaux de distribution dits intelligents ¹ sont surtout traités par le G2Elab, qui a une forte activité dans ce domaine [153] notamment à travers des projets européens et industriels. Dans une moindre mesure, les laboratoires L2EP [171] (plutôt actif dans le domaine du transport d'électricité) et GeePs mènent également des travaux sur ces sujets. Au niveau international, les activités sont conduites par un large nombre d'équipes, réparties principalement entre Europe, États-Unis, Chine et Iran. Au niveau européen, on peut par exemple noter les Écoles Polytechniques suisses et italiennes, les universités techniques

1. Voir <https://www.thinksmartgrids.fr/theses-smart-grids>.

néerlandaises, l'Université de Manchester, l'Université de Liège (notamment au sujet des applications de l'apprentissage par renforcement ou de la stabilité [155], [194]), l'Université Polytechnique Nationale d'Athènes (NTUA), ou encore des groupes allemands et portugais.

En France, les sujets liés aux micro-réseaux sont étudiés par un grand nombre de laboratoires, comme le montre la liste des participants au groupe de travail dédié du GdR SEEDS, malgré des implications très variables. Parmi les plus actifs, on peut par exemple citer le laboratoire AVENUES de l'Université de Technologie de Compiègne [91]. La quasi totalité des grands laboratoires de génie électrique français (dont L2EP [45], G2Elab, LAPLACE, SATIE, LEMTA, LAAS, AMPERE, IRDL, GREAH, etc.) s'intéressent à ce sujet. De plus petites équipes travaillent également dans ce domaine, parfois en lien avec leur environnement local. C'est notamment le cas du laboratoire LE2P de l'Université de la Réunion avec lequel nous collaborons sur le projet GYSOMATE².

Une cartographie des compétences, réalisée par le groupe de travail SEEDS, a également permis de montrer que la majorité des laboratoires traite d'une large diversité de problèmes, ce qui s'explique aisément par l'intrication de ces problèmes, qui ne peuvent pas toujours être traités séparément. On peut toutefois remarquer deux grandes approches pour les micro-réseaux : les équipes issues des grands réseaux, qui considèrent un micro-réseau comme un petit réseau à faible inertie, et les équipes souvent actives dans l'électronique de puissance ou l'automatique, qui considèrent un micro-réseau comme un grand système hybride. Si ces deux visions ne sont pas contradictoires, elles résultent en des approches parfois radicalement différentes, l'une tendant à ignorer les problèmes étudiés par l'autre. On pourra par exemple remarquer que le nombre de laboratoires travaillant sur la conception systémique ou la gestion de l'énergie à l'horizon de plusieurs heures ou jours est assez réduit.

À l'échelle internationale, le paysage est totalement différent et le nombre d'acteurs travaillant sur les micro-réseaux est très élevé, ce qui rend une identification des principaux difficile. On pourra néanmoins citer NTUA en Grèce [118], [190] ou l'Université d'Aalborg au Danemark [169], très visibles sur le sujet, mais également plusieurs groupes hors Europe, notamment en Amérique du Nord (Université de Waterloo, Université de Toronto, Université du Texas à Arlington, etc.). Plus spécifiquement sur les réseaux multi-énergies, on peut par exemple citer l'équipe de Pierluigi Mancarella [121], des Universités de Manchester et Melbourne. La plupart des acteurs du domaine, académiques comme industriels, se rassemblent régulièrement, en plus des conférences, lors des Microgrid symposium series³.

Enfin, en ce qui concerne les supraharmoniques, nous n'avons pu identifier aucun laboratoire français travaillant sur ce sujet, en dehors du LNE, d'où l'une des valeurs ajoutées de cette collaboration. À l'international, deux groupes de recherche principaux les étudient, dont celui de l'Université technique de Luleå en Suède [69], [90] et de l'Université technique de Dresden en Allemagne. Si ce sujet peut donc être considéré comme original, il reste néanmoins assez éloigné de nos autres travaux et cœurs de compétences, malgré une importance certaine pour l'intégration des énergies décentralisées.

S'il me semble que nous ne pouvons nous positionner comme *leaders* sur aucun des sujets mentionnés, l'absence de *leader* clairement identifié en France sur les micro-réseaux est une opportunité. Celle-ci a d'ailleurs motivé la création d'un pôle dédié au sein de FEMTO-ST, que j'anime. Néanmoins, cette situation souligne l'importance des collaborations nationales et internationales, académiques comme industrielles dans nos travaux, afin de combiner nos compétences et ressources, arriver à des résultats marquants et ainsi améliorer notre visibilité et reconnaissance sur le sujet. Une autre conséquence de ce constat est la nécessité de continuer

2. Voir <https://www.le2p.fr/projets/projets-en-cours/gysomate/>.

3. Voir <https://microgrid-symposiums.org>.

à se rapprocher de l'un des marqueurs d'attractivité du laboratoire, pour lequel nous pouvons nous positionner parmi les *leaders* français voire européens : l'hydrogène, dont je reparlerai dans la section 6.2.

6.1.3. Expérience dans l'encadrement et l'animation d'une recherche

Comme l'a montré l'ensemble de ce mémoire, j'ai pu participer à un grand nombre d'activités scientifiques au cours des dernières années, dont plusieurs m'ont aidé à gagner en expérience dans l'encadrement et l'animation d'une recherche, que ce soit au niveau local, national ou international. Parmi ces tâches, on peut citer :

- Dans un premier temps, la participation à l'encadrement de 6 doctorants, dont 3 ayant soutenu, et d'une stagiaire. Les interactions avec les doctorants ainsi que les autres encadrants m'ont permis de mieux appréhender comment accompagner les doctorants dans leurs travaux de thèse, non seulement sur les aspects scientifiques et administratifs, mais également en termes de *management* (motivation, collaborations, souhaits de carrière, gestion des difficultés, etc.).
- La participation à des projets collaboratifs locaux, nationaux (ANR) ou internationaux (H2020), pour certains en tant que porteur local, ainsi que la participation au montage et dépôt de plusieurs autres. Les problématiques administratives, budgétaires mais également de dissémination et communication étant nécessaires à la réussite scientifique d'un projet, j'ai pu mesurer leur importance, et, parfois, les difficultés qui y sont liées.
- L'animation, depuis 2016, du pôle micro-réseaux au sein de FEMTO-ST, auquel participent une quinzaine de membres du laboratoire. L'organisation de différents événements, dont des réunions pour faire le point sur l'activités du laboratoire sur le sujet, des présentations de chercheurs étrangers invités, ou encore d'une école d'été, m'ont fait gagner en expérience sur ce type d'activités.
- Ensuite, la co-animation du groupe de travail micro-réseaux du GdR SEEDS, de 2016 à 2018, qui m'a permis de mieux connaître les travaux des laboratoires français dans le domaine, ainsi que de m'intégrer au sein de la communauté. De même, depuis 2018, la participation au comité de pilotage du GdR SEEDS, où je suis notamment en charge des activités pour les doctorants ainsi que le correspondant de deux groupes de travail.
- La relecture de nombreux articles dans des revues et conférences internationales de référence, me permettant de prendre du recul sur ce qui est attendu dans les publications, et, depuis peu, la participation en tant qu'éditeur associé à une revue internationale.
- L'organisation ou l'animation de conférences, sessions spéciales, journées annuelles ou écoles d'été, nécessitant non seulement l'établissement d'un programme détaillé reposant sur une mobilisation de la communauté mais également une logistique importante.
- La participation depuis 2017 au CNU en section 63, dont le rôle sur les carrières des enseignants-chercheurs est essentiel. Cela m'a notamment permis d'avoir une vision claire des attentes de la section pour les qualifications, mais aussi pour les autres types de dossiers (PEDR, suivi de carrière, promotion, etc.). L'évaluation de nombreux dossiers donne également un aperçu de ce qui est fait dans d'autres universités et laboratoires de France.
- Enfin, dans une moindre mesure, l'encadrement de projets de laboratoire donnés aux étudiants ingénieurs de l'UTBM pendant environ 4 mois, en général lors de leur dernière année de cursus.

En conclusion, je pense que les activités décrites ici ont montré ma capacité à m'impliquer dans des travaux de recherche mais également, à l'avenir, dans leur direction.

6.2. Projet de recherche

Mon projet de recherche pour les prochaines années s'organise autour de trois axes principaux complémentaires, dont l'étude vise là encore à permettre une meilleure intégration des énergies renouvelables et variables dans les systèmes électriques stationnaires, notamment via le vecteur hydrogène ainsi qu'en intégrant mieux les particularités de ces nouvelles ressources. Ces axes découlent de constatations réalisées au cours de nos travaux passés, et détaillées dans la section 6.1.

6.2.1. Axe 1 : Intégration de l'hydrogène-énergie aux réseaux et micro-réseaux électriques

L'hydrogène comme moyen de stockage de l'énergie présente plusieurs intérêts pour les applications stationnaires. Il prend en effet tout son sens lorsque l'on considère qu'à l'avenir, la croissance de la production renouvelable entraînera nécessairement une augmentation du *curtailment* (c'est-à-dire, la réduction volontaire de la production), lorsque le système électrique ne peut absorber l'excès de production. Cependant, les moyens de stockage classiques de type pompage-turbinage ou batterie présentent des contraintes particulières : limitation des lieux d'implantation pour le pompage-turbinage, et capacité de stockage, coûts et limitation des ressources pour les batteries. Une grande quantité d'énergie devrait être soit stockée par un autre moyen, soit perdue.

Ce serait par exemple le cas de zones reculées, comme dans le nord de la Scandinavie, où le gisement éolien est important mais la capacité d'export et de transport d'électricité vers les lieux de consommation est insuffisante, et onéreuse à augmenter. Un autre exemple est le cas des zones non interconnectées comme les îles d'outre-mer, ne pouvant également pas exporter leur production. En termes économiques, la possibilité d'absorber ce surplus de production permettrait de maximiser les revenus des producteurs⁴ tout en améliorant le facteur de capacité des centrales renouvelables et en fournissant des services électriques au réseau [21], [181], comme détaillé ci-dessous.

L'utilisation d'électrolyseurs permettrait donc de stocker ce surplus sous forme d'hydrogène, si nécessaire de façon saisonnière pour faire face aux variations de longue durée. Cet hydrogène pourrait ensuite servir à la production d'électricité via l'utilisation de piles à combustible. Un autre intérêt du vecteur hydrogène est la possibilité d'utiliser cette énergie pour des applications industrielles diverses ou des applications embarquées, notamment pour des flottes de véhicules aussi bien terrestres que maritimes (Fig. 6.2).

Ce principe présente toutefois plusieurs défis, non seulement scientifiques mais aussi économiques et technologiques. Je souhaite m'intéresser aux sujets suivants :

- *Le dimensionnement des systèmes*. Si des travaux ont déjà été menés sur le dimensionnement dans la thèse de Bei Li, ils ont également permis de soulever plusieurs problèmes

4. Ceci permettrait également de réduire l'appel à des centrales de pointe, polluantes et chères à faire fonctionner, pour compenser la variabilité de la production renouvelable. Les émissions et pollutions ainsi que le coût pour les consommateurs seraient donc également réduits.

de trouver un compromis entre les revenus tirés de la fourniture d'énergie et de services et les coûts indirects résultant du vieillissement des composants.

- *L'intégration de l'hydrogène dans les réseaux de distribution et de transport.* De façon plus large, la question de la place de l'hydrogène dans les réseaux de transport (alternatifs comme continus) et de distribution d'électricité se pose. Dans le cadre du projet H2020 HAEOLUS, nous étudions par exemple le couplage d'un électrolyseur de 2,5 MW avec des éoliennes (Fig. 6.1). Des projets avec des électrolyseurs de plus grande taille (plusieurs dizaines de MW⁶) commencent à apparaître [25], ce qui indique un intérêt industriel croissant sur le sujet ainsi que des applications à plus grande échelle. À ce niveau de puissance, le couple électrolyseur-pile à combustible n'est plus négligeable du point de vue du réseau, et doit donc se plier aux mêmes contraintes qu'un générateur classique, par exemple pour la fourniture de services système mentionnés précédemment. Une étude approfondie du comportement dynamique du stockage hydrogène (en particulier avec les technologies PEM [98]) semble donc requise vis-à-vis des *grid codes* existants et du vieillissement décrit dans l'axe 3.

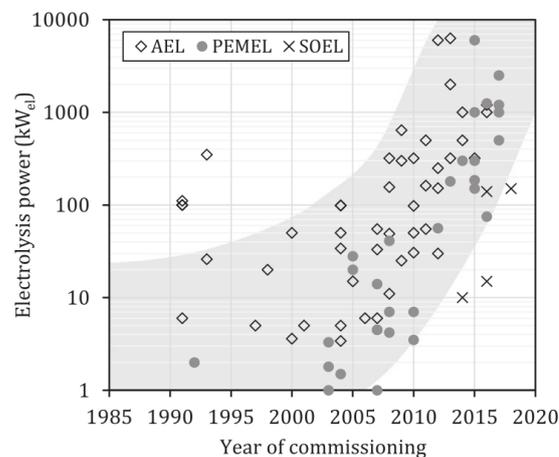


Figure 6.3 – Évolution de la taille des électrolyseurs installés au cours du temps [25]. On remarque une forte augmentation au cours des dernières années, en particulier pour les technologies PEM.

En filigrane des différents points listés, on peut noter l'importance des enjeux économiques, indissociables des enjeux techniques. Des travaux sur ces sujets, ainsi que sur l'acceptabilité sociale des solutions hydrogène, sont envisagés à travers une collaboration avec l'axe transverse RECITS de FEMTO-ST, dont les membres sont issus des sciences sociales.

Si plusieurs laboratoires s'intéressent à divers aspects des piles à combustible et l'hydrogène et des réseaux et micro-réseaux, très peu font le lien entre les deux sujets à ce jour, y compris à l'international. De plus, la visibilité du laboratoire sur l'hydrogène est un atout indéniable pour avancer sur le sujet. Il s'agit donc d'un positionnement original, qui pose toutefois la problématique de joindre deux communautés interagissant aujourd'hui assez peu.

6.2.2. Axe 2 : Gestion des incertitudes

La gestion d'un système électrique requiert l'accès à des prévisions de consommation, mais également de production renouvelable intermittente et variable. Celles-ci sont réalisées avec

6. Voir <https://www.hydrogenics.com/2019/02/25/hydrogenics-to-deliver-worlds-largest-hydrogen-electrolysis-pl> par exemple.

des techniques variées, qui dépendent principalement de l'horizon de prévision. Par exemple, la prévision de production PV dépend de la position des nuages à court terme, mais également des conditions météorologiques régionales à plus long terme (Fig. 6.4). Suivant les techniques utilisées et l'horizon sélectionné, des incertitudes assez variables peuvent exister. L'expérience montre par exemple que l'erreur de prédiction sur la production d'un parc éolien à un horizon d'une heure peut atteindre 80 % [154].

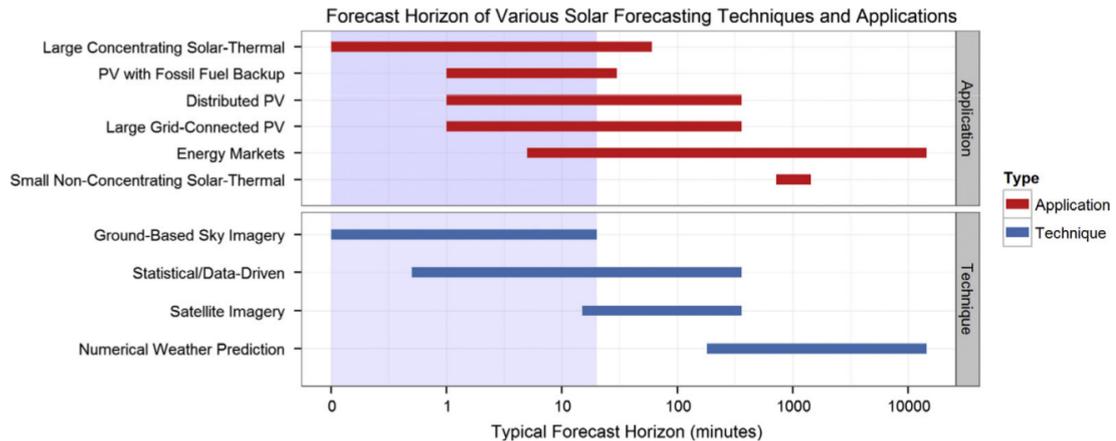


Figure 6.4 – Techniques et applications de prévision de production PV [128]. En fonction des applications considérées, des techniques et des horizons de prévision différents sont utilisés.

Jusqu' alors, nous avons toujours considéré que les prévisions étaient parfaites ou à faible erreur dans l'application des algorithmes de planification de ressources, typiquement sur un horizon de 24 heures. Or, compte tenu des erreurs existant nécessairement sur les prévisions, les algorithmes de dimensionnement et de gestion de l'énergie doivent être capables de prendre en compte un certain degré d'incertitude. Plusieurs types d'approches sont présentées dans la littérature [31], [76], [112], [148], comme l'indique la Fig. 6.5. L'optimisation robuste consiste, en simplifiant, à se mettre dans le cas le plus défavorable, ce qui conduit à un surdimensionnement et une gestion très précautionneuse entraînant des surcoûts potentiellement importants. Les méthodes probabilistes (stochastiques) reposent sur l'utilisation de fonctions de densité de probabilité caractérisant les erreurs sur les quantités étudiées, ce qui permet ensuite d'établir un large nombre de scénarios mais peut parfois buter sur l'estimation des distributions ou encore la puissance de calcul nécessaires. D'autres méthodes sont également mentionnées, comme les approches possibilistes (que l'on peut rapprocher de la logique floue), l'analyse des intervalles (ne nécessitant pas de fonction de densité de probabilité), ou encore l'*information gap decision theory* (IGDT) qui repose sur une forme d'analyse de sensibilité. Enfin, des hybrides des méthodes précédentes peuvent également être mis en œuvre.

Ce type de sujet est encore peu étudié par les laboratoires français s'intéressant aux réseaux ou micro-réseaux, malgré l'existence de travaux au L2EP [74] ou au G2Elab [165] par exemple. En effet, la méthode de prise en compte utilisée dans de nombreux travaux consiste, *ex post*, à ajouter sur le signal considéré un bruit supposé représenter l'erreur de prévision, souvent sous la forme d'une distribution normale. Cette approche simpliste ne représente pas la réalité [22], et des travaux plus détaillés sur la prévision de production en particulier sont nécessaires. Dans ce sens, un rapprochement avec des spécialistes en prévisions météorologiques et climat semble nécessaire, en particulier pour des applications en territoires insulaires. C'est notamment le sujet d'une partie du projet ANR RECIF (voir Section 6.2.4), réalisée en collaboration avec l'équipe GEPASUD de l'Université du Polynésie Française.

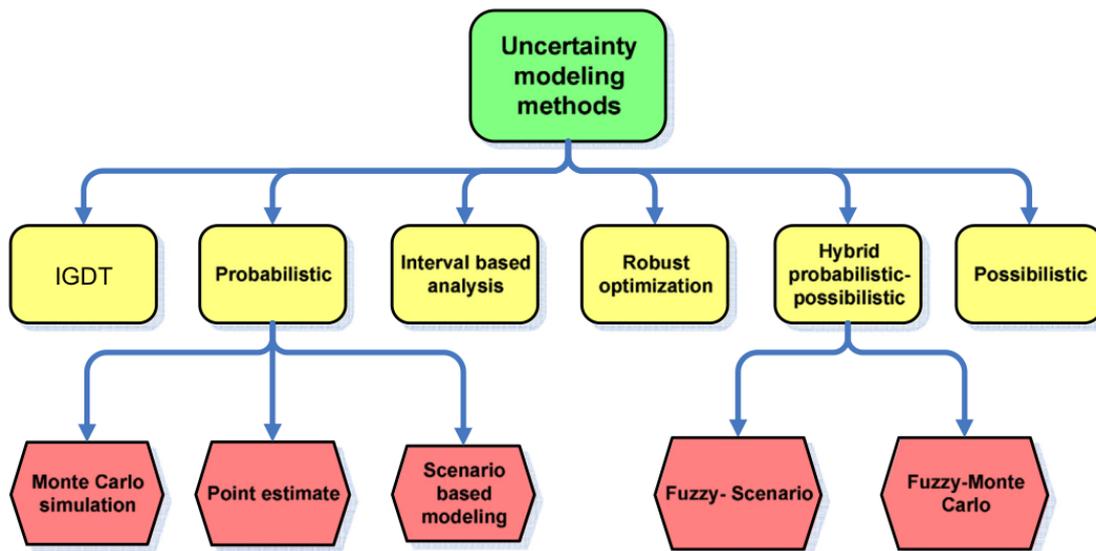


Figure 6.5 – Diagramme résumant les principales techniques de modélisation des incertitudes [148]. Les approches probabilistes (ou stochastiques) et d’optimisation robuste sont les plus couramment utilisées. IGDT : *information gap decision theory*.

6.2.3. Axe 3 : Diagnostic et pronostic appliqués aux micro-réseaux

Afin d’évaluer en temps réel la capacité d’un réseau électrique à faire face à une perturbation, des analyses⁷ de fiabilité, de sécurité ou de résilience sont réalisées par les opérateurs de grands réseaux électriques afin de minimiser les défaillances et leurs impacts sur les consommateurs [196]. Ces analyses considèrent les capacités limitées des composants, ainsi que les critères de stabilité en fréquence et en tension, et ce en régime établi comme transitoire. En fonction des résultats de l’analyse, des actions correctives doivent être mises en place. Si ce type d’analyses existe depuis longtemps, elles doivent maintenant intégrer les nouveaux moyens de flexibilité (stockage, production, demande), les mécanismes de marché, mais également le vieillissement des composants. Ce besoin est d’autant plus présent dans un micro-réseau [191], où l’inertie est faible et l’évaluation du risque doit être rapide.

Si les analyses précédentes prennent le point de vue système, d’autres méthodes sont utilisées au niveau du composant, en particulier pour les systèmes électrochimiques tels que les piles à combustible, les électrolyseurs ou les batteries. Ces méthodes sont en général connues sous les termes de diagnostic (déterminer l’état actuel du composant) et pronostic (prédire sa fin de vie, par exemple), à l’instar de ce qui est fait dans le projet HAEOLUS décrit précédemment. Le laboratoire FEMTO-ST a d’ailleurs acquis une expérience significative dans ce domaine, principalement à travers la fédération de recherche FCLAB [120], [138], [144]. En fonction des résultats des analyses, le programme de maintenance peut être adapté, le composant remplacé, ou le contrôle adapté.

Les deux approches semblent pertinentes, leur échelle est différente, de même que les constantes de temps considérées. Néanmoins, une intégration des deux approches pourrait par exemple permettre d’évaluer la criticité de la perte d’un élément de stockage pour la stabilité du système tout en prenant en compte son état de santé. Le contrôle du micro-réseau pourrait alors automatiquement être adapté, de même que le programme de maintenance ou remplacement du composant. Ceci pourrait être réalisé à travers plusieurs métriques calculant

7. On parle de *dynamic security assessment*.

l'état de santé du réseau à partir de celui de ses composants mais également de leurs interactions et des conditions de fonctionnement (fréquence, tensions, courants, etc.), voire le niveau de protection face aux cyber-attaques. La fusion de ces informations hétérogènes dans une métrique utile reste à concevoir, de même que son utilisation, au delà des solutions de type contrôle tolérant aux défauts (FTC). Une analyse de la littérature scientifique retourne peu de travaux sur ce sujet à ce jour.

6.2.4. Autres travaux envisagés

En complément des axes principaux cités précédemment, deux autres sujets résultant de mes activités actuelles me semblent intéressants à continuer à explorer.

Micro-réseaux multi-énergies

Les techniques utilisant la cogénération permettent l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes en permettant d'utiliser de la chaleur qui serait sinon perdue, et donc d'augmenter l'efficacité énergétique de l'ensemble. Cela peut être le cas pour une centrale thermique classique, mais également pour une pile à combustible à haute température SOFC [129] ou même des piles de type PEM [183]. En étendant ce concept, on peut considérer des réseaux multi-énergies, avec non seulement de l'électricité et de la chaleur, mais également du froid, du gaz voire de l'hydrogène.

Ce type de micro-réseaux a été étudié dans la thèse de Bei Li, en restant à un niveau d'abstraction assez élevé puisque les travaux se sont en particulier intéressés à la gestion des flux d'énergie. Une étude plus détaillée serait nécessaire afin de prendre en compte les spécificités de chaque forme d'énergie (suivant une approche similaire à celle suivie dans [39]), voire en intégrer de nouvelles. Toutefois, comme on l'a vu précédemment, la conception, la gestion et l'analyse du fonctionnement de tels systèmes est complexe, et nécessiterait également la définition d'une méthodologie spécifique, idéalement généralisable à l'ensemble des énergies.

Le projet ANR RECIF, débuté fin 2018 en collaboration avec les laboratoires GEPASUD (Université de la Polynésie Française) et PROMES ainsi que la startup H2SYS, va dans cette direction. Dans ce cadre, nos travaux portent sur la cogénération d'électricité et de froid à partir d'énergie renouvelable et de moyens de stockage d'électricité et de chaleur (Fig. 6.6). Un couplage entre les deux formes d'énergies est réalisé grâce à la valorisation de la chaleur d'une pile de type PEM haute température avec un stockage thermochimique (froid thermochimique), ainsi que la production de froid par une pompe à chaleur (froid mécanique). Nous visons des contributions sur la modélisation du système ainsi que sa gestion fine, notamment en ce qui concerne le couplage électricité et froid qui est encore peu étudié dans la littérature lorsqu'il est réalisé via le vecteur hydrogène.

Outils logiciels et matériels

Un sujet transverse concerne la création et l'utilisation d'outils expérimentaux (*hardware*) comme logiciels. Dans la première catégorie, le micro-réseau électrique à courant continu utilisé dans le cadre du projet DATAZERO et de la thèse de Suyao Kong via une approche PHIL a été initialement conçu il y a une dizaine d'années [186]. Il a récemment été mis à jour et étendu pour les besoins du projet. Des réflexions sont en cours pour intégrer de plus grandes capacités de simulation temps réel, d'autres composants physiques (dont du stockage sous forme d'hydrogène), une partie en courant alternatif, ainsi que du matériel permettant de travailler sur les prédictions de production (station météo, caméra, etc.). À plus grande échelle, différents équi-

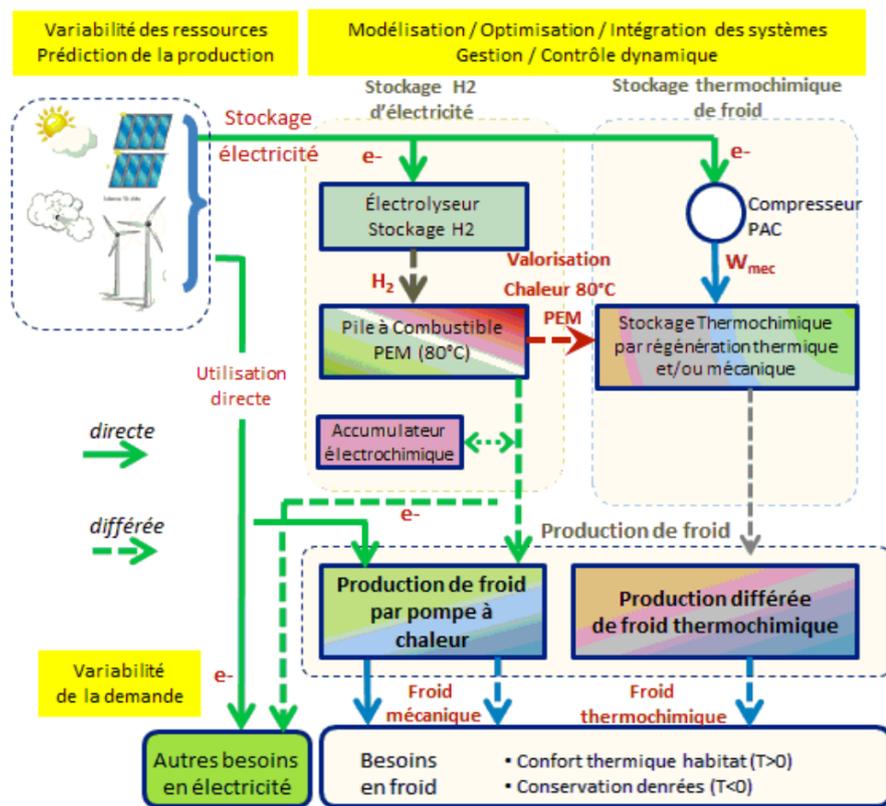


Figure 6.6 – Structure du système étudié dans le cadre du projet ANR RECIF. L'excès de production renouvelable est soit stocké dans une batterie, soit utilisé pour produire de l'hydrogène. Une pile à combustible peut ensuite produire de l'électricité et sa chaleur peut être récupérée pour faire du froid via un procédé thermochimique. Une pompe à chaleur peut également générer du froid lorsque nécessaire.

pements (électrolyseur, PV, batteries) sont en cours d'installation au FCLAB et permettront des expérimentations à plus grande échelle, tout en restant plus modestes que celles réalisables sur la plateforme MYRTE de l'Université de Corse⁸. De la même façon, le projet EcoCampus, comprenant la rénovation du bâtiment A de l'UTBM la construction d'un nouveau bâtiment sur le site de l'IUT de Belfort, fournira d'autres terrains d'expérimentation intéressants.

En termes d'outils logiciels, s'il existe de nombreux outils logiciels pour l'étude des réseaux (par exemple, DigSILENT PowerFactory, MATPOWER, ou encore pandapower), le manque de logiciels appropriés à la conception et au contrôle de micro-réseaux peut être souligné. Les logiciels existants sont soit trop généralistes, soit trop spécialisés ou complexes, ou alors ne sont pas modifiables selon les besoins de l'utilisateur, par exemple pour intégrer un nouveau modèle ou une nouvelle fonctionnalité. Pour palier ce problème, des interfaces de co-simulation ont été mises en place dans plusieurs thèses décrites précédemment. Néanmoins, pour aller plus loin, le développement de nouveaux outils logiciels est envisagé, de même que leur publication en *open source* ouverte à la communauté scientifique. Dans un premier temps, la création d'une bibliothèque de modèles de composants a été débutée, et mise à disposition de tous sur Github⁹, et ce dans plusieurs langages. L'ensemble de la communauté peut participer au développement de cette bibliothèque. L'utilisation d'outils *open source* permet de s'affranchir des outils propriétaires chers et fermés, et ainsi maximiser les possibilités de diffusion, y compris aux pays en développement.

8. Voir <https://www.universita.corsica/fr/recherche/plateforme-energetique-myrte/>.

9. Voir <https://github.com/robinroche/modellib>.

6.2.5. Valorisation vers l'industrie et l'enseignement

Si certains travaux proposés visent des niveaux de TRL (*technology readiness level*) assez bas, tout en restant principalement dans la recherche appliquée, d'autres vont jusqu'à la réalisation de démonstrateurs à échelle réelle comme le projet HAEOLUS. À ce niveau, des collaborations avec l'industrie sont donc essentielles. En complément des projets institutionnels ou des contrats directs de recherche, la participation à l'évolution ou l'élaboration de normes (IEEE et IEC, par exemple) est une autre activité permettant de favoriser les transferts que je souhaite développer à moyen terme.

Enfin, l'enseignement est un dernier axe de valorisation intéressant à développer, ici à plus court terme. Si les modules d'enseignement que nous proposons actuellement à l'UTBM traitent bien des problématiques réseau classiques et des énergies renouvelables, l'interface entre les deux est peu traitée. L'une des difficultés reste cependant la complexité du sujet, reposant sur de nombreux antécédents : électrotechnique, automatique, électronique de puissance, informatique, économie, etc.

Plus précisément sur le sujet des micro-réseaux, j'ai récemment entrepris plusieurs actions. Une école d'été a par exemple été organisée sur ce sujet¹⁰ et aura, je l'espère, d'autres déclinaisons au cours des prochaines années. Ensuite, la création à la fois d'un livre (*textbook*, en collaboration avec un collègue américain) et d'un module d'enseignement au niveau master pouvant également être décliné en ligne, est également en cours. Cette déclinaison en ligne me semble particulièrement importante pour toucher un public aussi large que possible, anglophone ou francophone. Ceci me semble décisif pour les publics des pays en développement où les besoins sont les plus urgents compte-tenu du nombre de personnes sans accès à l'électricité (encore près d'un milliard, voir Fig. 6.7 et [57]), et les informations disponibles pas toujours adaptées ou accessibles.

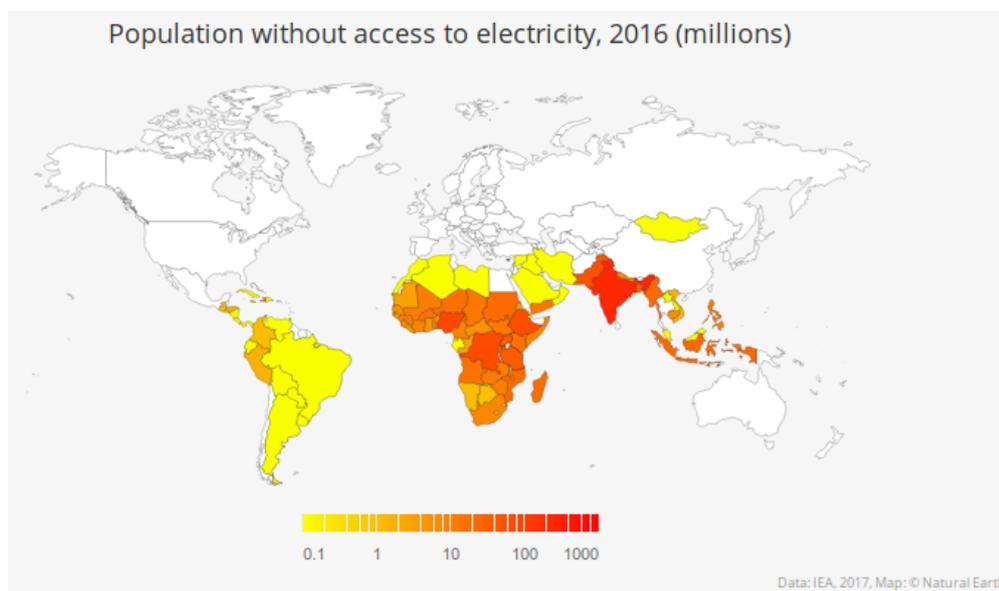
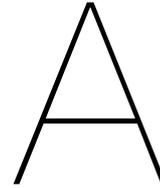


Figure 6.7 – Carte mondiale des populations sans accès à l'électricité en 2016. La plupart des populations concernées sont situées en Afrique, dans le sous-continent indien, en Asie du Sud-Est et en Amérique du Sud. Source : <https://www.iea.org/energyaccess/database/>.

10. Voir <http://events.femto-st.fr/microgrids-school-2019/>. L'école a reçu le soutien financier du CNRS et du GdR SEEDS.

Annexes



Travaux sur la supervision de batteries à l'aide d'agents

Si les systèmes multi-agents ont été utilisés dans le Chapitre 3 pour des applications dans les réseaux et micro-réseaux, ils peuvent également l'être dans des domaines très différents, en particulier là où le comportement d'un système résulte de celui de nombreux sous-systèmes. C'est notamment le cas des grands *packs* de batterie, que l'on retrouve à la fois dans les véhicules électriques (un véhicule de type Tesla en comporte plusieurs milliers¹) et le stockage stationnaire pouvant atteindre plusieurs dizaines de MW.

La thèse de Feng Yang² (2013-2017, [75]) a porté sur l'utilisation des SMA pour la gestion de grands *packs* de batteries. Ces travaux m'ont permis de faire le lien entre mon projet de fin d'études, réalisé sur le sujet du calcul précis de l'état de charge de batteries lithium-ion, et mes travaux de thèse et ceux de Berk Celik utilisant eux aussi les SMA. L'objectif de la thèse était de concevoir un système de gestion de batteries (*battery management system*, BMS) capable de reconfigurer de façon dynamique l'architecture de la batterie grâce à des interrupteurs, et ce afin de maximiser sa durée de fonctionnement et sa résilience face aux pannes et aux défauts. Ceci est rendu possible grâce à un mécanisme d'équilibrage des charges de cellules, et à l'utilisation de cellules mises en réserve et pouvant être intégrées au *pack* en cas de défaut d'une cellule.

A.1. Rôle du système de gestion de batteries

Un BMS (Fig. A.1), attaché à un *pack* de batteries composé de cellules interconnectées en série et en parallèle, a plusieurs rôles, dont les principaux sont d'assurer la sûreté du système, sa performance ainsi que de fournir des informations sur l'état de la batterie [145]. L'ensemble de ces fonctions repose sur des mesures de tension, de courant et éventuellement de température réalisées sur les cellules formant le *pack*. Ces mesures sont ensuite traitées pour déterminer l'état de charge ou de santé du *pack* ou déterminer si le *pack* doit être déconnecté pour éviter une surchauffe (les batteries lithium-ion étant très sensibles à une forte décharge ou surcharge, par exemple). Mais ces mesures servent également à réaliser l'équilibrage de charge entre cellules. En effet, au cours du temps, des différences apparaissent entre cellules et doivent être corrigées

1. Voir <https://electrek.co/2016/02/03/tesla-battery-tear-down-85-kwh/>.

2. Thèse financée par le China Scholarship Council. Publications du doctorant : [96], [109].

pour maximiser la performance du *pack*. Ces différences résultent de légères différences dans les impédances et capacités entre cellules, ainsi que dans leur utilisation différente.

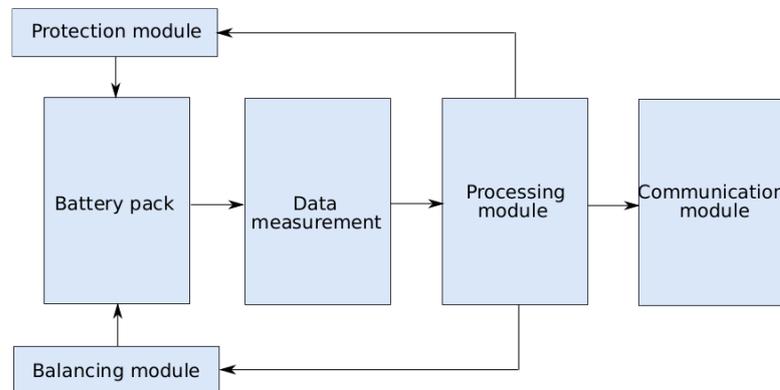


Figure A.1 – Structure typique d'un BMS dans la thèse de Feng Yang. Grâce à des mesures, le BMS assure plusieurs fonctions dont la protection de la batterie, l'équilibrage des cellules ou encore la communication avec le système de gestion.

Si ce type de fonctions sont réalisées par des BMS depuis un certain nombre d'années, l'augmentation de la taille des batteries permet d'envisager l'utilisation de méthodes décentralisées pour la gestion d'un grand nombre de cellules. Par exemple, deux cellules à l'opposé d'un *pack* de batterie en comportant des milliers n'ont pas d'intérêt à s'échanger de l'énergie pour assurer leur équilibrage. Il pourrait donc y avoir un intérêt à mettre en œuvre une résolution locale des problèmes d'équilibrage, ce qui peut également impacter la performance du système de batterie (à travers l'énergie disponible) ainsi que sa durée de vie (à travers une meilleure gestion de la protection des cellules ainsi que de leur utilisation).

Un autre aspect est celui de résilience face à un défaut à l'intérieur du *pack*. Si la méthode la plus simple serait de simplement arrêter le système complet pour éviter un risque de dégradation plus grand encore, cela implique souvent de remplacer le *pack* complet puisque remplacer une seule cellule est souvent difficile et cher. En conséquence, une méthode permettant d'isoler une cellule en défaut et de la remplacer par une autre, fonctionnelle, permettrait de continuer à fonctionner, même dans un état dégradé. On cherche donc également à augmenter la tolérance aux défauts du *pack* complet.

A.2. Architecture reconfigurable proposée

Pour arriver à ces objectifs, il est nécessaire de repenser la façon dont les cellules sont connectées entre elles pour obtenir une meilleure flexibilité. Dans un premier temps, il convient de considérer les méthodes existantes. De nombreuses méthodes d'équilibrage existent [188], qu'elles soient passives (l'énergie en excès est dissipée et donc perdue) ou actives (les cellules surchargées transfèrent de l'énergie à celles que le sont moins). Les méthodes actives, les plus intéressantes du point de vue de l'efficacité énergétique, reposent sur l'utilisation d'interrupteurs et de condensateurs, inductances, transformateurs ou convertisseurs pour assurer les transferts d'énergie entre cellules. Concernant la tolérance aux défauts, la méthode la plus simple est de « bypasser » la cellule en défaut, mais cela change la tension de la chaîne de cellules en série, et affecte également le fonctionnement du *pack*. Une solution est donc de disposer de cellules de rechange, préinstallées dans le *pack* et utilisées uniquement en cas de besoin.

Pour permettre la réalisation de ces deux fonctions, une architecture novatrice est proposée dans la thèse de Feng Yang. Elle repose sur l'utilisation de 4 interrupteurs pour chaque cellule (Fig. A.2). Suivant l'état de ces interrupteurs, la structure du *pack* peut être modifiée de façon dynamique. Cinq états sont alors possibles en fonction de la position des interrupteurs : connexion d'une cellule en parallèle à ses voisins, connexion en série, *bypassing* en parallèle de la cellule, *bypassing* en série, et cellule déconnectée. Ceci permet alors de configurer plusieurs cellules pour qu'elles s'échangent de l'énergie, ou bien de changer leurs connexions de façon à isoler ou remplacer une cellule en défaut. En résumé, l'état d'un *pack* de batteries peut se résumer à la formulation suivante :

$$\Phi = (V, I, F, B) \quad (\text{A.1})$$

où V représente un ensemble de capteurs de tension, I un ensemble de capteurs de courant, F un ensemble d'états d'interrupteurs (ouverts ou fermés) pour chaque cellule, et B un ensemble de cellules.

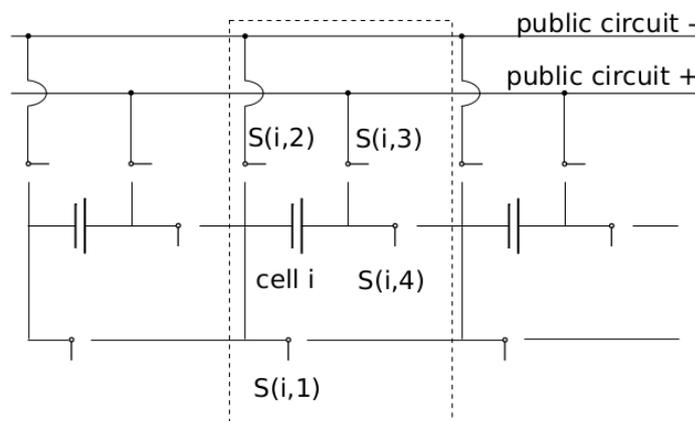


Figure A.2 – Interrupteurs permettant de reconfigurer les connexions d'une cellule dans un *pack*, dans la thèse de Feng Yang. La figure montre 3 cellules, chacune équipée de 4 interrupteurs, représentés par la lettre S, et contrôlés par un agent. En fonction de l'état de chaque interrupteur, la cellule peut être connectée en série ou en parallèle, ou même déconnectée du *pack*. Les interrupteurs sont ici tous représentés ouverts pour faciliter la lecture de la figure.

A.3. Méthodes de gestion proposées

Afin de réaliser de telles reconfigurations en tout point du *pack*, une approche décentralisée est nécessaire et la technique des systèmes multi-agents est là aussi employée, pour des raisons similaires à celles évoquées plus tôt. Un agent est assigné à chaque cellule et une structure hiérarchisée (holonique [147]), proche des connexions physiques entre cellules, est utilisée pour modéliser le *pack* complet. Cette structure hiérarchisée contient, du niveau le plus bas au plus élevé, les cellules, les *blocks* (un ensemble de cellules connectées en parallèle) et le *pack* (un ensemble de *blocks* en série). La structure de connexion décrite précédemment est alors gérée comme suit :

- Concernant l'équilibrage, chaque agent compare sa tension à vide à celle de ses voisines. Si un écart supérieur à un seuil donné est détecté, des paires de cellules sont formées pour que celles-ci puissent s'échanger de l'énergie. Ceci est permis par la reconfiguration de la connexion des cellules à l'aide des interrupteurs mentionnés précédemment.
- Concernant la reconfiguration en cas de défaut, une machine d'état est implémentée

(Fig. A.3). Elle permet de reconfigurer la connexion de la cellule considérée au reste du *pack* en fonction de son état mais également de sa localisation dans le *pack*, et permet également de connecter au *pack* des cellules disponibles en réserve lorsque nécessaire.

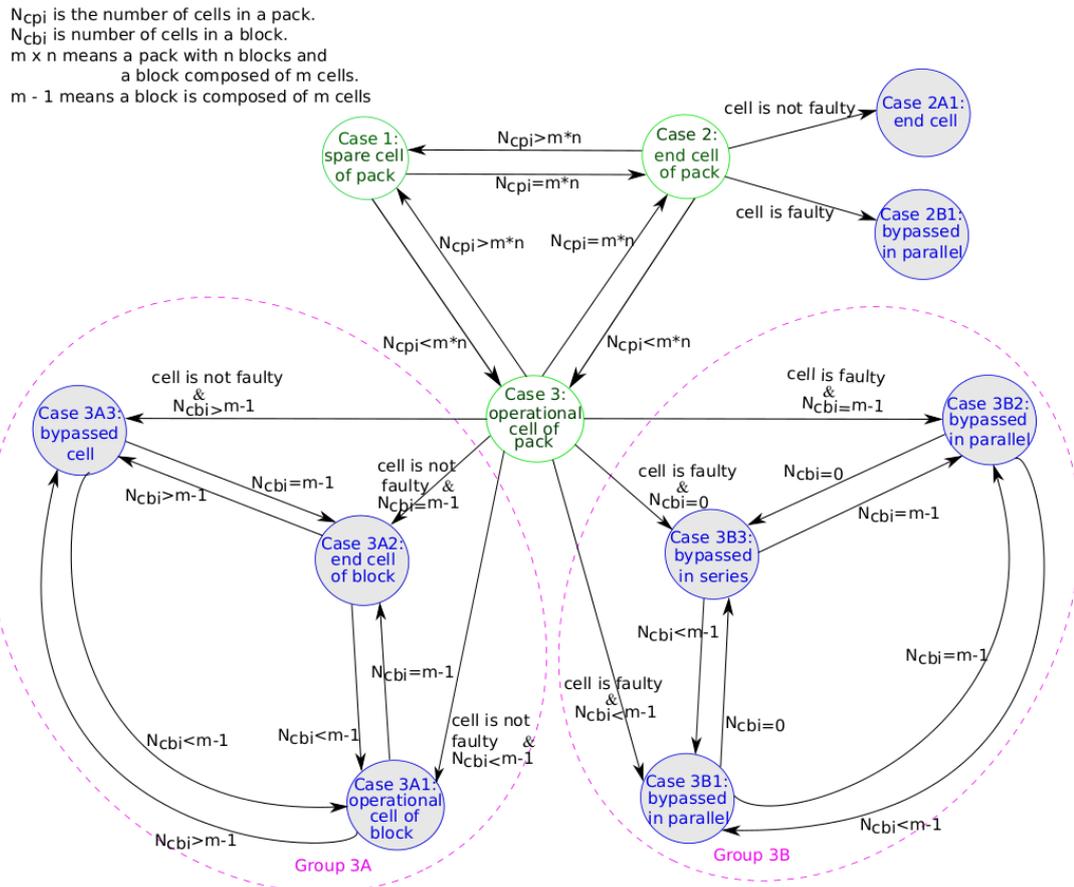


Figure A.3 – Machine d'état permettant la reconfiguration du *pack* en cas de cellule en défaut dans la thèse de Feng Yang. La stratégie suivie dépend non seulement de l'état de la cellule, mais également de sa position dans le *pack* ainsi que du nombre de cellules disponibles.

Une structure de *pack* comportant jusqu'à 60 cellules est modélisée sous MATLAB/Simulink et interfacée avec le *framework* JADE permettant l'implémentation des agents, la communication entre ceux-ci ainsi que la gestion des cellules et interrupteurs. L'interface de co-simulation est réalisée à l'aide de ports ouverts via le protocole TCP/IP, de façon similaire à ce qui a été utilisé dans la thèse de Berk Celik.

Plusieurs tests sont réalisés pour étudier la performance des structures et méthodes proposées par rapport à l'existant. Pour l'équilibrage, les résultats obtenus sont meilleurs que ceux de deux méthodes actives de la littérature, puisque le temps d'équilibrage est largement inférieur. Des tests avec des profils de charge répétés périodiquement permettent également de valider l'intérêt de l'équilibrage afin de maximiser l'énergie utilisable dans le *pack* lorsqu'une partie des cellules sont moins performantes. Pour la tolérance aux défauts, les résultats obtenus montrent l'intérêt de l'approche utilisée qui permet de décharger plus d'énergie du *pack* que les autres méthodes. Un exemple de reconfiguration est visible dans la Fig. A.4.

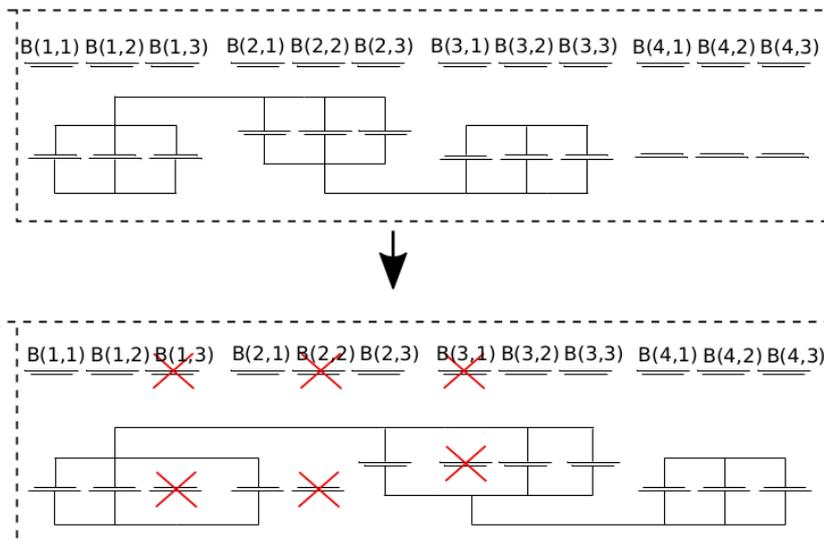


Figure A.4 – Exemple de résultat de reconfiguration d'un *pack* de cellules après la panne de 3 cellules dans la thèse de Feng Yang. Les cellules en défaut sont marquées d'une croix rouge, sont isolées et remplacées par des cellules de réserve disponibles.

A.4. Conclusion sur ces travaux

Les travaux présentés montrent qu'il est possible de faire appel à une solution décentralisée pour la gestion de grands *packs* de batteries, non seulement pour assurer leur équilibrage, mais également pour améliorer leur performance et leur résilience face aux pannes et ainsi leur durée de vie. Parmi les étapes pouvant continuer ce travail, on pourrait citer la réalisation d'un prototype afin de valider le bon fonctionnement de l'approche proposée sur des composants réels.

En revanche, une telle solution combinant composants physiques (interrupteurs) et logiciels (agents et algorithmes) implique un surcoût potentiellement non négligeable ainsi qu'une complexité et un encombrement supérieurs. Une comparaison avec d'autres approches de la littérature montre cependant que la plupart de celles-ci présentent les mêmes inconvénients. Si ces éléments peuvent limiter les perspectives de cette approche pour un marché grand public, des marchés de niche nécessitant une forte fiabilité et endurance, comme pour des applications militaires, pourraient cependant y trouver un intérêt.

Bibliographie

- [1] Enerdata, *World Energy Statistics*, Retrieved on April 24, 2019. [Online]. Available: <https://yearbook.enerdata.net/>.
- [2] IRENA, *Data & Statistics*, Retrieved on April 24, 2019. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Statistics>.
- [3] F. Alshehri, V. G. Suárez, J. L. R. Torres, A. Perilla, and M. van der Meijden, « Modelling and evaluation of PEM hydrogen technologies for frequency ancillary services in future multi-energy sustainable power systems », *Heliyon*, vol. 5, no. 4, e01396, Apr. 2019. DOI: 10.1016/j.heliyon.2019.e01396.
- [4] G. Amanatidis, *European policies on climate and energy towards 2020, 2030 and 2050*, Jan. 2019. DOI: 10.2861/78515. [Online]. Available: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2019/631047/IPOL_BRI\(2019\)631047_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2019/631047/IPOL_BRI(2019)631047_EN.pdf).
- [5] D. Amaripadath, R. Roche, J.-P. Braun, L. Joseph-Auguste, D. Istrate, D. Fortuné, and F. Gao, « Design of versatile waveform platform for supraharmonic testing and calibration », in *The 25th international conference and exhibition on electricity distribution (CIRED 2019)*, Madrid, Spain, Jun. 2019, pp. 1–5. [Online]. Available: <https://www.cired-repository.org/bitstream/handle/20.500.12455/95/CIRED%202019%20-%20647.pdf?sequence=1>.
- [6] D. Amaripadath, R. Roche, L. Joseph-Auguste, D. Istrate, H. Ndilimabaka, J.-P. Braun, and F. Gao, « Measurement and Analysis of 2 to 150 kHz Harmonic Emissions in Smart Grids », in *54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2019)*, accepted for presentation, Bucharest, Romania, Sep. 2019.
- [7] A. K. Arani, G. B. Gharehpetian, and M. Abedi, « Review on Energy Storage Systems Control Methods in Microgrids », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 107, pp. 745–757, May 2019. DOI: 10.1016/j.ijepes.2018.12.040.
- [8] B. P. Bhattarai, S. Paudyal, Y. Luo, M. Mohanpurkar, K. Cheung, R. Tonkoski, R. Hovsapian, K. S. Myers, R. Zhang, P. Zhao, M. Manic, S. Zhang, and X. Zhang, « Big data analytics in smart grids: state-of-the-art, challenges, opportunities, and future directions », English, *IET Smart Grid*, vol. 2, pp. 141–154, 2 Jun. 2019. DOI: 10.1049/iet-stg.2018.0261.
- [9] B. Celik, S. Suryanarayanan, R. Roche, and T. M. Hansen, « Quantifying the Impact of Solar Photovoltaic and Energy Storage Assets on the Performance of a Residential Energy Aggregator », *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 1–1, 2019, early access, impact factor: 7.6 (2019). DOI: 10.1109/TSTE.2019.2892603.
- [10] M. A. Hossain, H. R. Pota, M. J. Hossain, and F. Blaabjerg, « Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 109, pp. 160–186, Jul. 2019. DOI: 10.1016/j.ijepes.2019.01.038.

- [11] International Smart Grid Action Network, *Flexibility needs in the future power system*, Mar. 2019. [Online]. Available: https://www.iea-iscgan.org/wp-content/uploads/2019/03/ISGAN_DiscussionPaper_Flexibility_Needs_In_Future_Power_Systems_2019.pdf.
- [12] S. Kong, B. Celik, R. Roche, M. Hilairet, M. Haddad, J.-M. Nicod, S. Caux, and J.-M. Pierson, « Power hardware-in-the-loop implementation and testing », DATAZERO project, Deliverable 5.4 v2, Jul. 2019.
- [13] S. Kong, M. Hilairet, and R. Roche, « Commande passive pour un système d'alimentation hybride PV / batterie / pile à combustible / électrolyseur », in *Conférence des jeunes chercheurs en Génie Électrique (JCGE 2019)*, Oléron, France, Jun. 2019. [Online]. Available: <http://seeds.cnrs.fr/jcge-seeds-2019/268633.pdf>.
- [14] S. Kong, M. Hilairet, and R. Roche, « Passivity-Based Control for a PV/Battery/Fuel Cell/Electrolyser Hybrid Power System », in *IEEE Milan PowerTech*, accepted for presentation, Milan, Italy: IEEE, Jun. 2019, pp. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2019.8810688.
- [15] B. Li, R. Roche, D. Paire, and A. Miraoui, « A price decision approach for multiple multi-energy-supply microgrids considering demand response », *Energy*, vol. 167, pp. 117–135, Jan. 2019, impact factor: 5.5 (2019), ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2018.10.189.
- [16] F. Nadeem, S. M. S. Hussain, P. K. Tiwari, A. K. Goswami, and T. S. Ustun, « Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles, and Impacts on Future Power Systems », *IEEE Access*, vol. 7, pp. 4555–4585, 2019, ISSN: 2169-3536. DOI: 10.1109/ACCESS.2018.2888497.
- [17] NOAA National Centers for Environmental Information, *Climate at a Glance: Global Time Series*, Retrieved on April 24, 2019, Apr. 2019. [Online]. Available: <https://www.ncdc.noaa.gov/cag/>.
- [18] M. Panwar, S. Suryanarayanan, R. Roche, and R. Hovsopian, « A Performance Metric for Co-Optimization of Day-Ahead Dispatch and Reserves in Electric Microgrids », in *IEEE Milan PowerTech*, accepted for presentation, Milan, Italy: IEEE, Jun. 2019, pp. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2019.8810876.
- [19] J.-M. Pierson, S. Caux, B. Celik, G. D. Costa, L. Grange, M. Haddad, J. Lecuivre, J.-M. Nicod, L. Philippe, V. Rehn-Sonigo, R. Roche, G. Rostirolla, A. Sayah, P. Stolf, M.-T. Thi, and C. Varnier, « DATAZERO: DATAcenter with Zero Emission and ROBust management using renewable energy », *IEEE Access*, vol. 7, pp. 103 209–103 230, 1 Dec. 2019, impact factor: 4.0 (2019). DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2930368.
- [20] R. Roche, *Microgrids: improving the integration of renewable energy and hydrogen*, Séminaire annuel interne à FEMTO-ST, Besançon, France, Jul. 2019.
- [21] K. A. Sträng, J.-C. Lanoix, J. Neave, F. Barth, and B. François, « Valuation of harnessing flexibility from decentralized water electrolysis systems for the DSO », in *The 25th international conference and exhibition on electricity distribution (CIRED 2019)*, Madrid, Spain, Jun. 2019, pp. 1–5. [Online]. Available: <https://www.cired-repository.org/bitstream/handle/20.500.12455/605/CIRED%202019%20-%201847.pdf?sequence=1>.
- [22] A. Aguera-Perez, J. C. Palomares-Salas, J. J. G. de la Rosa, and O. Florencias-Oliveros, « Weather forecasts for microgrid energy management: Review, discussion and recom-

- mendations », *Applied Energy*, vol. 228, pp. 265–278, 2018, ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.06.087.
- [23] D. Amaripadath, R. Roche, L. Joseph-Auguste, D. Istrate, D. Fortune, J. Braun, and F. Gao, « Measurement of Supraharmonic Emissions (2 - 150 kHz) in Real Grid Scenarios », in *2018 Conference on Precision Electromagnetic Measurements (CPEM 2018)*, IEEE, Paris, France, Jul. 2018. DOI: 10.1109/CPEM.2018.8501185.
- [24] K. Anoune, M. Bouya, A. Astito, and A. B. Abdellah, « Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, pp. 652–673, 2018, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2018.05.032.
- [25] A. Buttler and H. Spliethoff, « Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2440–2454, 2018, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003.
- [26] B. Celik, R. Roche, D. Bouquain, and A. Miraoui, « Decentralized neighborhood energy management with coordinated smart home energy sharing », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6387–6397, Nov. 2018, impact factor: 10.4 (2019). DOI: 10.1109/tsg.2017.2710358.
- [27] F. Ebe, B. Idlbi, D. E. Stakic, S. Chen, C. Kondzialka, M. Casel, G. Heilscher, C. Seidl, R. Brundlinger, and T. I. Strasser, « Comparison of Power Hardware-in-the-Loop Approaches for the Testing of Smart Grid Controls », *Energies*, vol. 11, no. 12, 2018, ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en11123381.
- [28] Y. Han, K. Zhang, H. Li, E. A. A. Coelho, and J. M. Guerrero, « MAS-Based Distributed Coordinated Control and Optimization in Microgrid and Microgrid Clusters: A Comprehensive Overview », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 8, pp. 6488–6508, Aug. 2018, ISSN: 0885-8993. DOI: 10.1109/TPEL.2017.2761438.
- [29] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, « Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 402–411, 2018, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.040.
- [30] International Energy Agency, *Key World Energy Statistics*, Sep. 2018. [Online]. Available: <https://webstore.iea.org/key-world-energy-statistics-2018>.
- [31] A. R. Jordehi, « How to deal with uncertainties in electric power systems? A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 96, pp. 145–155, 2018, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2018.07.056.
- [32] G. Kavlak, J. McNerney, and J. E. Trancik, « Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaic modules », *Energy Policy*, vol. 123, pp. 700–710, 2018, ISSN: 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.08.015.
- [33] F. A. Khan, N. Pal, and S. Saeed, « Review of solar photovoltaic and wind hybrid energy systems for sizing strategies optimization techniques and cost analysis methodologies », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, pp. 937–947, 2018, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.107.
- [34] S. Kong, M. Hilairet, and R. Roche, *Advanced Passivity-Based Control for a Fuel Cell/Super-capacitor Hybrid Power System*, Séminaire annuel interne à FEMTO-ST, Besançon, France, Jun. 2018.

- [35] P. Larscheid, L. Luck, and A. Moser, « Potential of new business models for grid integrated water electrolysis », *Renewable Energy*, vol. 125, pp. 599–608, 2018, ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2018.02.074.
- [36] Lazard, *Lazard's Levelized Cost Of Energy Analysis – Version 12*, Nov. 2018. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>.
- [37] B. Li, R. Roche, D. Paire, and A. Miraoui, « A price decision approach for multiple multi-energy-supply microgrids considering demand response », in *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON 2018)*, IEEE, Limassol, Cyprus, Jun. 2018, pp. 1–6. DOI: 10.1109/ENERGYCON.2018.8398854.
- [38] B. Li, « Sizing and Operation of Multi-Energy Hydrogen-Based Microgrids », PhD thesis, Université Bourgogne Franche-Comté, Sep. 2018. [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-02077668>.
- [39] B. Li, R. Roche, D. Paire, and A. Miraoui, « Coordinated scheduling of a gas/electricity/heat supply network considering temporal-spatial electric vehicle demands », *Electric Power Systems Research*, vol. 163, pp. 382–395, Oct. 2018, impact factor: 3.0 (2019). DOI: 10.1016/j.epsr.2018.07.014.
- [40] —, « Optimal sizing of distributed generation in gas/electricity/heat supply networks », *Energy*, vol. 151, pp. 675–688, May 2018, impact factor: 5.5 (2019). DOI: 10.1016/j.energy.2018.03.080.
- [41] J. Wei, R. Roche, A. Koukam, and F. Lauri, « Decentralized coordination for mutual rescue in microgrid clusters », in *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON 2018)*, IEEE, Limassol, Cyprus, Jun. 2018, pp. 1–6. DOI: 10.1109/ENERGYCON.2018.8398769.
- [42] H. Wilms, D. Mildt, M. Cupelli, A. Monti, P. Kjellen, T. Fischer, D. Panic, M. Hirst, E. Scionti, S. Schwarz, P. Kessler, and L. Hernandez, « Microgrid Field Trials in Sweden: Expanding the Electric Infrastructure in the Village of Simris », *IEEE Electrification Magazine*, vol. 6, no. 4, pp. 48–62, Dec. 2018, ISSN: 2325-5897. DOI: 10.1109/MELE.2018.2871295.
- [43] D. Amaripadath, R. Roche, L. Joseph-Auguste, D. Istrate, D. Fortune, J. Braun, and F. Gao, « Power quality disturbances on smart grids: Overview and grid measurement configurations », in *52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2017)*, Heraklion, Greece: IEEE, Aug. 2017. DOI: 10.1109/upec.2017.8231975.
- [44] J. Anderson, P. J. Burns, D. Milroy, P. Ruprecht, T. Hauser, and H. J. Siegel, « Deploying RMACC Summit: An HPC Resource for the Rocky Mountain Region », in *Proceedings of the Practice and Experience in Advanced Research Computing 2017 on Sustainability, Success and Impact*, ser. PEARC17, New Orleans, LA, USA: ACM, 2017, 8:1–8:7, ISBN: 978-1-4503-5272-7. DOI: 10.1145/3093338.3093379.
- [45] H. Bevrani, B. François, and T. Ise, *Microgrid dynamics and control*. John Wiley & Sons, 2017.
- [46] Z. Bie, Y. Lin, G. Li, and F. Li, « Battling the Extreme: A Study on the Power System Resilience », *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1253–1266, Jul. 2017, ISSN: 0018-9219. DOI: 10.1109/JPROC.2017.2679040.
- [47] S. Caux, G. DaCosta, P. Stolf, L. Grange, J. Lecuire, E. Kia, Y. Houachine, S. Kong, D. Hissel, R. Roche, B. Celik, J.-M. Pierson, M. Haddad, and J.-M. Nicod, « Sources and material profiling v2 », DATAZERO project, Deliverable 2.4, Dec. 2017.

- [48] B. Celik, S. Suryanarayanan, A. A. Maciejewski, H. J. Siegel, S. Sharma, and R. Roche, « A comparison of three parallel processing methods for a resource allocation problem in the smart grid », in *North American Power Symposium (NAPS 2017)*, Morgantown, WV, U.S.A.: IEEE, Sep. 2017. DOI: 10.1109/naps.2017.8107204.
- [49] B. Celik, « Coordination mechanisms for smart homes electric energy management through distributed resource scheduling with demand response programs », PhD thesis, Université Bourgogne Franche-Comté, Sep. 2017. [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01868463>.
- [50] B. Celik and R. Roche, *Coordinated Neighborhood Energy Sharing Using Game Theory and Multi-Agent Systems*, Séminaire annuel interne à FEMTO-ST, Besançon, France, Jun. 2017.
- [51] B. Celik, R. Roche, D. Bouquain, and A. Miraoui, « Coordinated Home Energy Management in Community Microgrids with Energy Sharing Among Smart Homes », in *ELECTRIMACS 2017*, Toulouse, France, Jul. 2017. [Online]. Available: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01624464>.
- [52] —, « Coordinated Neighborhood Energy Sharing Using Game Theory and Multi-Agent Systems », in *IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, United Kingdom: IEEE, Jun. 2017. DOI: 10.1109/ptc.2017.7980820.
- [53] B. Celik, R. Roche, S. Suryanarayanan, D. Bouquain, and A. Miraoui, « Electric energy management in residential areas through coordination of multiple smart homes », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 260–275, Dec. 2017, impact factor: 10.5 (2019). DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.118.
- [54] M. Dreidy, H. Mokhlis, and S. Mekhilef, « Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 144–155, 2017, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.170.
- [55] A. Greverer, J. Meyer, S. Ronnberg, M. Bollen, and J. Myrzik, « Survey of supraharmonic emission of household appliances », *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 870–874, 2017, ISSN: 2515-0855. DOI: 10.1049/oap-cired.2017.0458.
- [56] F. Grueger, F. Mohrke, M. Robinius, and D. Stolten, « Early power to gas applications: Reducing wind farm forecast errors and providing secondary control reserve », *Applied Energy*, vol. 192, pp. 551–562, 2017, ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.06.131.
- [57] International Energy Agency, *Energy Access Outlook 2017*, Oct. 2017. [Online]. Available: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017SpecialReport_EnergyAccessOutlook.pdf.
- [58] S. Kong, M. Hilaret, and R. Roche, « Advanced Passivity-Based Control for a Fuel Cell/Super-Capacitor Hybrid Power System », in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC 2017)*, Belfort, France: IEEE, Dec. 2017. DOI: 10.1109/vppc.2017.8331018.
- [59] S. Kong, M. Hilaret, and R. Roche, « Advanced Passivity-Based Control for a Fuel Cell/Super-capacitor Hybrid Power System », in *Journée Scientifique Nationale Micro-Réseaux – GdR CNRS SEEDS*, Champs-sur-Marne, France, Oct. 2017.

- [60] B. Li, R. Roche, and A. Miraoui, « A temporal-spatial natural disaster model for power system resilience improvement using DG and lines hardening », in *IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, United Kingdom: IEEE, Jun. 2017. DOI: 10.1109/ptc.2017.7980851.
- [61] —, « Microgrid sizing with combined evolutionary algorithm and MILP unit commitment », *Applied Energy*, vol. 188, pp. 547–562, Feb. 2017, impact factor: 8.4 (2019). DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.038.
- [62] —, « Sizing of a stand-alone microgrid considering electric power, cooling/heating and hydrogen », in *IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, United Kingdom: IEEE, Jun. 2017. DOI: 10.1109/ptc.2017.7980852.
- [63] B. Li, R. Roche, D. Paire, and A. Miraoui, « Sizing of a stand-alone microgrid considering electric power, cooling/heating, hydrogen loads and hydrogen storage degradation », *Applied Energy*, vol. 205, pp. 1244–1259, Nov. 2017, impact factor: 8.4 (2019). DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.08.142.
- [64] —, « Stand-Alone Microgrid Sizing Considering Electric/Heating/Cooling and Hydrogen Demands », in *Journée Scientifique Nationale Micro-Réseaux – GdR CNRS SEEDS*, Champs-sur-Marne, France, Oct. 2017.
- [65] X. Liang, « Emerging Power Quality Challenges Due to Integration of Renewable Energy Sources », *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 2, pp. 855–866, Mar. 2017, ISSN: 0093-9994. DOI: 10.1109/TIA.2016.2626253.
- [66] S. E. Maxwell, H. D. Delaney, and K. Kelley, *Designing experiments and analyzing data: A model comparison perspective*. Routledge, 2017.
- [67] R. Roche, A. Sayah, D. Hissel, P. Stolf, S. Caux, J.-M. Pierson, G. DaCosta, B. Celik, and J.-M. Nicod, « Interactions between system modules and messages format », DATAZERO project, Deliverable 3.1, Dec. 2017.
- [68] R. Roche, S. Caux, J. Lecuire, J.-M. Pierson, D. Hissel, and J.-M. Nicod, « DATAZERO: Designing and Operating Datacenters Powered by Renewable Energy-Based Stand-Alone Microgrids », in *Journée Scientifique Nationale Micro-Réseaux – GdR CNRS SEEDS*, Champs-sur-Marne, France, Oct. 2017.
- [69] S. K. Ronnberg, M. H. Bollen, H. Amaris, G. W. Chang, I. Y. Gu, L. H. Kocewiak, J. Meyer, M. Olofsson, P. F. Ribeiro, and J. Desmet, « On waveform distortion in the frequency range of 2kHz-150kHz—Review and research challenges », *Electric Power Systems Research*, vol. 150, pp. 1–10, 2017, ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2017.04.032.
- [70] C. Tu, X. He, Z. Shuai, and F. Jiang, « Big data issues in smart grid - A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 1099–1107, 2017, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.134.
- [71] United Nations Development Programme, *Sustainable Development Goals*, Dec. 2017. [Online]. Available: https://www.undp.org/content/dam/undp/library/corporate/brochure/SDGs_Booklet_Web_En.pdf.
- [72] J. Wei, R. Roche, A. Koukam, and F. Lauri, « Agent and Consensus Approaches to Microgrid Coordination for Resilience Improvement », in *ACM 9th International Conference on Management of Digital EcoSystems (MEDES 2017)*, Invited paper, Bangkok, Thailand: ACM, Nov. 2017, pp. 28–34. DOI: 10.1145/3167020.3167025.

- [73] J. Wei, R. Roche, A. Koukam, and F. Lauri, « Decentralized Microgrid Coordination Using Multi-Agent Systems », in *Journée Scientifique Nationale Micro-Réseaux – GdR CNRS SEEDS*, Champs-sur-Marne, France, Oct. 2017.
- [74] X. Yan, D. Abbes, and B. Francois, « Uncertainty analysis for day ahead power reserve quantification in an urban microgrid including PV generators », *Renewable Energy*, vol. 106, pp. 288–297, 2017, ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2017.01.022.
- [75] F. Yang, « An agent-based approach to battery management system with balancing and fault-tolerance capabilities », PhD thesis, Université Bourgogne Franche-Comté, Apr. 2017. [Online]. Available: <http://theses.fr/2017UBFCA005>.
- [76] R. Zubo, G. Mokryani, H.-S. Rajamani, J. Aghaei, T. Niknam, and P. Pillai, « Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 1177–1198, 2017, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2016.10.036.
- [77] R. Bayindir, I. Colak, G. Fulli, and K. Demirtas, « Smart grid technologies and applications », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66, pp. 499–516, 2016, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2016.08.002.
- [78] M. Bressel, M. Hilairet, D. Hissel, and B. Ould Bouamama, « Remaining Useful Life Prediction and Uncertainty Quantification of Proton Exchange Membrane Fuel Cell Under Variable Load », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 63, no. 4, pp. 2569–2577, Apr. 2016, ISSN: 0278-0046. DOI: 10.1109/TIE.2016.2519328.
- [79] M. Bressel, M. Hilairet, D. Hissel, and B. O. Bouamama, « Extended Kalman Filter for prognostic of Proton Exchange Membrane Fuel Cell », *Applied Energy*, vol. 164, pp. 220–227, 2016, ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.11.071.
- [80] B. Celik, R. Roche, S. Suryanarayanan, D. Bouquain, and A. Miraoui, *Cyber-Physical Systems in the Smart Grid: Electric Energy Management through Smart Homes Coordination*, French-American Doctoral Exchange (FADEX 2016), Grenoble / Paris / Rennes, France, Jul. 2016.
- [81] B. Celik, R. Roche, D. Bouquain, and A. Miraoui, « Coordinated energy management using agents in neighborhood areas with RES and storage », in *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON 2016)*, Leuven, Belgium: IEEE, Apr. 2016. DOI: 10.1109/energycon.2016.7514081.
- [82] —, « Increasing local renewable energy use in smart neighborhoods through coordinated trading », in *Cyber-Physical-Social Systems and Constructs in Electric Power Engineering*, S. Suryanarayanan, R. Roche, and T. M. Hansen, Eds., Institution of Engineering and Technology, 2016, ch. 9, pp. 217–252. DOI: 10.1049/pbpo081e_ch9. [Online]. Available: https://doi.org/10.1049/pbpo081e_ch9.
- [83] C. Chen, J. Wang, F. Qiu, and D. Zhao, « Resilient Distribution System by Microgrids Formation After Natural Disasters », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 958–966, Mar. 2016, ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2015.2429653.
- [84] P. J. Denning and T. G. Lewis, « Exponential Laws of Computing Growth », *Communications of the ACM*, vol. 60, no. 1, pp. 54–65, Dec. 2016, ISSN: 0001-0782. DOI: 10.1145/2976758.

- [85] European Environment Agency, *Air quality in Europe - 2016 report*, 2016. DOI: 10.2800/413142. [Online]. Available: https://www.envir.ee/sites/default/files/air_quality_in_europe_2016_report_thal16027enn.pdf.
- [86] T. M. Hansen, R. Roche, S. Suryanarayanan, A. A. Maciejewski, and H. J. Siegel, « Customer modeling and pricing-mechanisms for demand response in smart electric distribution grids », in *Cyber-Physical-Social Systems and Constructs in Electric Power Engineering*, S. Suryanarayanan, R. Roche, and T. M. Hansen, Eds., Institution of Engineering and Technology, 2016, ch. 6, pp. 135–159. DOI: 10.1049/pbpo081e_ch6. [Online]. Available: https://doi.org/10.1049/pbpo081e_ch6.
- [87] I. Lamprinos, N. D. Hatziaargyriou, I. Kokos, and A. D. Dimeas, « Making Demand Response a Reality in Europe: Policy, Regulations, and Deployment Status », *IEEE Communications Magazine*, vol. 54, no. 12, pp. 108–113, Dec. 2016, ISSN: 0163-6804. DOI: 10.1109/MCOM.2016.1600323CM.
- [88] B. Li, R. Roche, and A. Miraoui, « System resilience improvement using multiple energy supply systems under natural disasters », in *42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2016)*, Florence, Italy: IEEE, Oct. 2016. DOI: 10.1109/iecon.2016.7793278.
- [89] J. Romero Aguero, A. Khodaei, and R. Masiello, « The Utility and Grid of the Future: Challenges, Needs, and Trends », *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 14, no. 5, pp. 29–37, Sep. 2016, ISSN: 1540-7977. DOI: 10.1109/MPE.2016.2577899.
- [90] S. Ronnberg and M. Bollen, « Power quality issues in the electric power system of the future », *The Electricity Journal*, vol. 29, no. 10, pp. 49–61, 2016, ISSN: 1040-6190. DOI: 10.1016/j.tej.2016.11.006.
- [91] M. Sechilariu and F. Locment, *Urban DC Microgrid: intelligent control and power flow optimization*. Butterworth-Heinemann, 2016.
- [92] S. Suryanarayanan, R. Roche, and T. M. Hansen, Eds., *Cyber-Physical-Social Systems and Constructs in Electric Power Engineering*. Institution of Engineering and Technology, Oct. 2016. DOI: 10.1049/pbpo081e. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1049/pbpo081e>.
- [93] S. Suryanarayanan, R. Roche, and T. M. Hansen, « Introduction to cyber-physical-social systems and their applications in power systems engineering », in *Cyber-Physical-Social Systems and Constructs in Electric Power Engineering*, S. Suryanarayanan, R. Roche, and T. M. Hansen, Eds., Institution of Engineering and Technology, 2016, ch. 1, pp. 3–11. DOI: 10.1049/pbpo081e_ch1. [Online]. Available: https://doi.org/10.1049/pbpo081e_ch1.
- [94] P. Tielens and D. V. Hertem, « The relevance of inertia in power systems », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, 2016, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.11.016.
- [95] Y. Wang, V. Silva, and M. Lopez-Botet-Zulueta, « Impact of high penetration of variable renewable generation on frequency dynamics in the continental Europe interconnected system », *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 1, pp. 10–16, 2016, ISSN: 1752-1416. DOI: 10.1049/iet-rpg.2015.0141.
- [96] F. Yang, F. Gechter, R. Roche, A. Koukam, and F. Gao, « A Fault-Response Approach for Battery Pack by Reconfigurable Topology Using Agents », in *IEEE 28th International*

- Conference on Tools with Artificial Intelligence (ICTAI 2016)*, San Jose, CA, U.S.A.: IEEE, Nov. 2016. DOI: 10.1109/ictai.2016.0125.
- [97] F. Garcia-Torres and C. Bordons, « Optimal Economical Schedule of Hydrogen-Based Microgrids With Hybrid Storage Using Model Predictive Control », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 8, pp. 5195–5207, Aug. 2015, ISSN: 0278-0046. DOI: 10.1109/TIE.2015.2412524.
- [98] A. Godula-Jopek, *Hydrogen production: by electrolysis*. John Wiley & Sons, 2015.
- [99] B. Guinot, F. Montignac, B. Champel, and D. Vannucci, « Profitability of an electrolysis based hydrogen production plant providing grid balancing services », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 29, pp. 8778–8787, 2015, ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.05.033.
- [100] T. M. Hansen, R. Roche, S. Suryanarayanan, A. A. Maciejewski, and H. J. Siegel, « Heuristic Optimization for an Aggregator-Based Resource Allocation in the Smart Grid », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1785–1794, Jul. 2015, impact factor: 10.4 (2019). DOI: 10.1109/tsg.2015.2399359.
- [101] M. Hilairet, O. Béthoux, M. Ghanes, V. Tanasa, J. Barbot, and M. Normand-Cyrot, « Experimental Validation of a Sampled-Data Passivity-Based Controller for Coordination of Converters in a Fuel Cell System », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 8, pp. 5187–5194, Aug. 2015, ISSN: 0278-0046. DOI: 10.1109/TIE.2014.2362497.
- [102] F. Li, R. Li, and F. Zhou, *Microgrid technology and engineering application*. Elsevier, 2015.
- [103] R. Roche, B. Celik, D. Bouquain, and A. Miraoui, « A framework for grid-edge resilience improvement using homes and microgrids coordination », in *IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, The Netherlands: IEEE, Jun. 2015. DOI: 10.1109/ptc.2015.7232417.
- [104] R. Roche, S. Suryanarayanan, T. M. Hansen, S. Kiliccote, and A. Miraoui, « A multi-agent model and strategy for residential demand response coordination », in *IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, The Netherlands: IEEE, Jun. 2015. DOI: 10.1109/ptc.2015.7232268.
- [105] S. K. Ronnberg, A. G. Castro, M. H. J. Bollen, A. Moreno-Munoz, and E. Romero-Cadaval, « Supraharmonics from power electronics converters », in *2015 9th International Conference on Compatibility and Power Electronics (CPE)*, Jun. 2015, pp. 539–544. DOI: 10.1109/CPE.2015.7231133.
- [106] S. K. Ronnberg, A. G.-d. Castro, M. H. Bollen, A. Moreno-Munoz, and E. Romero-Cadaval, « Supraharmonics from power electronics converters », in *2015 9th International Conference on Compatibility and Power Electronics (CPE)*, IEEE, Jun. 2015. DOI: 10.1109/cpe.2015.7231133.
- [107] A. Whitmore, A. Agarwal, and L. Da Xu, « The Internet of Things—A survey of topics and trends », *Information Systems Frontiers*, vol. 17, no. 2, pp. 261–274, Apr. 2015, ISSN: 1572-9419. DOI: 10.1007/s10796-014-9489-2.
- [108] J. Widén, N. Carpmán, V. Castellucci, D. Lingfors, J. Olauson, F. Remouit, M. Bergkvist, Grabbe, and R. Waters, « Variability assessment and forecasting of renewables: A review for solar, wind, wave and tidal resources », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 356–375, 2015, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2014.12.019.

- [109] F. Yang, R. Roche, F. Gechter, F. Gao, and A. Koukam, « An agent-based approach for battery management systems », in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE 2015)*, Montréal, Canada: IEEE, Sep. 2015. DOI: 10.1109/ecce.2015.7309852.
- [110] J. Antony, *Design of experiments for engineers and scientists*. Elsevier, 2014.
- [111] A. Bari, J. Jiang, W. Saad, and A. Jaekel, « Challenges in the Smart Grid Applications: An Overview », *International Journal of Distributed Sensor Networks*, vol. 10, no. 2, p. 974682, 2014. DOI: 10.1155/2014/974682.
- [112] R. Bessa, C. Moreira, B. Silva, and M. Matos, « Handling renewable energy variability and uncertainty in power systems operation », *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 3, no. 2, pp. 156–178, 2014. DOI: 10.1002/wene.76. eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/wene.76>.
- [113] D. R. Biggar and M. R. Hesamzadeh, *The economics of electricity markets*. John Wiley & Sons, 2014.
- [114] D. Chrenko, A. Ravey, R. Roche, and D. Bouquain, « Autonomy estimation for EV based on road planning software », in *IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC 2014)*, Dearborn, MI, U.S.A.: IEEE, Jun. 2014. DOI: 10.1109/itec.2014.6861815.
- [115] B. Couraud and R. Roche, « A distribution loads forecast methodology based on transmission grid substations SCADA Data », in *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia 2014)*, Kuala Lumpur, Malaysia: IEEE, May 2014. DOI: 10.1109/isgt-asia.2014.6873760.
- [116] J. Eichman, K. Harrison, and M. Peters, « Novel electrolyzer applications: providing more than just hydrogen », National Renewable Energy Laboratory (NREL), Tech. Rep. NREL/TP-5400-61758, Sep. 2014.
- [117] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, *Development of Water Electrolysis in the European Union*, Feb. 2014. [Online]. Available: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf.
- [118] N. Hatziargyriou, *Microgrids: architectures and control*. John Wiley & Sons, 2014.
- [119] W. Hongfu, T. Xianghong, Z. Zhiqiang, G. Chong, Y. Hao, and M. Shixia, « An improved DC power flow algorithm with consideration of network loss », in *2014 International Conference on Power System Technology*, Oct. 2014, pp. 455–460. DOI: 10.1109/POWERCON.2014.6993704.
- [120] M. Jouin, R. Gouriveau, D. Hissel, M.-C. Pera, and N. Zerhouni, « Prognostics of PEM fuel cell in a particle filtering framework », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 481–494, 2014, ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.10.054>.
- [121] P. Mancarella, « MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models », *Energy*, vol. 65, pp. 1–17, 2014, ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2013.10.041.
- [122] P. Massonnat, F. Gao, R. Roche, D. Paire, D. Bouquain, and A. Miraoui, « Multiphysical, multidimensional real-time PEM fuel cell modeling for embedded applications », *Energy Conversion and Management*, vol. 88, pp. 554–564, Dec. 2014, impact factor: 7.8 (2019). DOI: 10.1016/j.enconman.2014.08.062.

- [123] R. Roche, F. Berthold, F. Gao, F. Wang, A. Ravey, and S. Williamson, « A model and strategy to improve smart home energy resilience during outages using vehicle-to-home », in *IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC 2014)*, Florence, Italy: IEEE, Dec. 2014. DOI: 10.1109/ievc.2014.7056106.
- [124] J. Romankiewicz, C. Marnay, N. Zhou, and M. Qu, « Lessons from international experience for China's microgrid demonstration program », *Energy Policy*, vol. 67, pp. 198–208, Apr. 2014. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.11.059.
- [125] C. Schelly, « Residential solar electricity adoption: What motivates, and what matters? A case study of early adopters », *Energy Research & Social Science*, vol. 2, pp. 183–191, 2014, ISSN: 2214-6296. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.01.001>.
- [126] J. Schmalstieg, S. Kabitz, M. Ecker, and D. U. Sauer, « A holistic aging model for Li(NiMnCo)O₂ based 18650 lithium-ion batteries », *Journal of Power Sources*, vol. 257, pp. 325–334, 2014, ISSN: 0378-7753. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.012.
- [127] M. G. Simões, R. Roche, E. Kyriakides, S. Suryanarayanan, B. Blunier, K. McBee, P. Nguyen, P. Ribeiro, and A. Miraoui, « Comparison of Smart Grid Technologies and Progress in the USA and Europe », in *Smart Grid Applications and Developments*, ser. Green Energy and Technology, D. Mah, P. Hills, V. O. Li, and R. Balme, Eds., Springer London, 2014, ch. 11, pp. 221–238. DOI: 10.1007/978-1-4471-6281-0_11. [Online]. Available: https://doi.org/10.1007/978-1-4471-6281-0_11.
- [128] S. R. West, D. Rowe, S. Sayeef, and A. Berry, « Short-term irradiance forecasting using skycams: Motivation and development », *Solar Energy*, vol. 110, pp. 188–207, Dec. 2014. DOI: 10.1016/j.solener.2014.08.038.
- [129] A. Choudhury, H. Chandra, and A. Arora, « Application of solid oxide fuel cell technology for power generation - A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, pp. 430–442, 2013, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2012.11.031.
- [130] E. Dutschke and A.-G. Paetz, « Dynamic electricity pricing—Which programs do consumers prefer? », *Energy Policy*, vol. 59, pp. 226–234, 2013, ISSN: 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.025>.
- [131] EDF R&D, *Concept Grid: preparing today the electrical systems of tomorrow*, 2013. [Online]. Available: <http://search.der-lab.net/repository/EDF/dbfacilities/docs/PDF-GB%206P.pdf>.
- [132] J. Giráldez, R. Roche, S. Suryanarayanan, and D. Zimmerle, « A Linear Programming Methodology to Quantify the Impact of PHEVs with V2G Capabilities on Distribution Systems », in *IEEE Green Technologies Conference (GreenTech 2013)*, Denver, CO, U.S.A.: IEEE, Apr. 2013. DOI: 10.1109/greentech.2013.12.
- [133] L. Gkatzikis, I. Koutsopoulos, and T. Salonidis, « The Role of Aggregators in Smart Grid Demand Response Markets », *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 31, no. 7, pp. 1247–1257, Jul. 2013, ISSN: 0733-8716. DOI: 10.1109/JSAC.2013.130708.
- [134] T. M. Hansen, R. Roche, S. Suryanarayanan, A. A. Maciejewski, and H. J. Siegel, *A Heuristic Approach to Resource Allocation in the Emerging Smart Grid*, IEEE Power and Energy Society General Meetings Student Poster Contest, Vancouver, Canada, Jul. 2013.
- [135] M. Hilairet, M. Ghanes, O. Béthoux, V. Tanasa, J.-P. Barbot, and D. Normand-Cyrot, « A passivity-based controller for coordination of converters in a fuel cell system », *Control*

- Engineering Practice*, vol. 21, no. 8, pp. 1097–1109, 2013, ISSN: 0967-0661. DOI: 10.1016/j.conengprac.2013.04.003.
- [136] K. Hirose, T. Shimakage, J. T. Reilly, and H. Irie, *The Sendai Microgrid Operational Experience in the Aftermath of the Tohoku Earthquake: A Case Study*, 2013. [Online]. Available: <https://www.nedo.go.jp/content/100516763.pdf>.
- [137] L. Idoumghar, N. Chérin, P. Siarry, R. Roche, and A. Miraoui, « Hybrid ICA–PSO algorithm for continuous optimization », *Applied Mathematics and Computation*, vol. 219, no. 24, pp. 11 149–11 170, Aug. 2013, impact factor: 3.0 (2019). DOI: 10.1016/j.amc.2013.05.027.
- [138] M. Jouin, R. Gouriveau, D. Hissel, M.-C. Pera, and N. Zerhouni, « Prognostics and Health Management of PEMFC - State of the art and remaining challenges », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 35, pp. 15 307–15 317, 2013, ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.09.051.
- [139] F. Lauri, G. Basso, J. Zhu, R. Roche, V. Hilaire, and A. Koukam, « Managing Power Flows in Microgrids Using Multi-Agent Reinforcement Learning », in *International Workshop on Agent Technologies for Energy Systems (ATES 2013) at the Autonomous Agents and Multi-Agent Systems Conference (AAMAS 2013)*, Saint Paul, MN, U.S.A., May 2013.
- [140] J. M. Morales, A. J. Conejo, H. Madsen, P. Pinson, and M. Zugno, *Integrating renewables in electricity markets: operational problems*. Springer Science & Business Media, 2013, vol. 205.
- [141] R. Ortega, J. A. L. Perez, P. J. Nicklasson, and H. J. Sira-Ramirez, *Passivity-based control of Euler-Lagrange systems: mechanical, electrical and electromechanical applications*. Springer Science & Business Media, 2013.
- [142] G. A. Pagani and M. Aiello, « The Power Grid as a complex network: A survey », *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, vol. 392, no. 11, pp. 2688–2700, 2013, ISSN: 0378-4371. DOI: 10.1016/j.physa.2013.01.023.
- [143] R. Palma-Behnke, C. Benavides, F. Lanás, B. Severino, L. Reyes, J. Llanos, and D. Saez, « A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 996–1006, Jun. 2013, ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2012.2231440.
- [144] R. Petrone, Z. Zheng, D. Hissel, M. Pera, C. Pianese, M. Sorrentino, M. Becherif, and N. Yousfi-Steiner, « A review on model-based diagnosis methodologies for PEMFCs », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 17, pp. 7077–7091, 2013, ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.03.106.
- [145] H. Rahimi-Eichi, U. Ojha, F. Baronti, and M. Chow, « Battery Management System: An Overview of Its Application in the Smart Grid and Electric Vehicles », *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 7, no. 2, pp. 4–16, Jun. 2013, ISSN: 1932-4529. DOI: 10.1109/MIE.2013.2250351.
- [146] R. Roche, L. Idoumghar, S. Suryanarayanan, M. Daggag, C.-A. Solacolu, and A. Miraoui, « A flexible and efficient multi-agent gas turbine power plant energy management system with economic and environmental constraints », *Applied Energy*, vol. 101, pp. 644–654, Jan. 2013, impact factor: 8.4 (2019). DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.07.011.
- [147] R. Roche, F. Lauri, B. Blunier, A. Miraoui, and A. Koukam, « Multi-Agent Technology for Power System Control », in *Power Electronics for Renewable and Distributed Energy Systems*, ser. Green Energy and Technology, S. Chakraborty, M. G. Simões, and W. E.

- Kramer, Eds., Springer London, 2013, ch. 15, pp. 567–609. DOI: 10.1007/978-1-4471-5104-3_15. [Online]. Available: https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5104-3_15.
- [148] A. Soroudi and T. Amraee, « Decision making under uncertainty in energy systems: State of the art », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 28, pp. 376–384, 2013, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2013.08.039.
- [149] A. Zipperer, P. A. Aloise-Young, S. Suryanarayanan, R. Roche, L. Earle, D. Christensen, P. Bauleo, and D. Zimmerle, « Electric Energy Management in the Smart Home: Perspectives on Enabling Technologies and Consumer Behavior », *Proceedings of the IEEE*, vol. 101, no. 11, pp. 2397–2408, Nov. 2013, impact factor: 10.6 (2019). DOI: 10.1109/jproc.2013.2270172.
- [150] S. X. Chen, H. B. Gooi, and M. Q. Wang, « Sizing of Energy Storage for Microgrids », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 142–151, Mar. 2012, ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2011.2160745.
- [151] M. Daggag, R. Roche, L. Idoumghar, B. Blunier, A. Miraoui, and A. Koukam, « System and method for controlling an electrical energy production installation », French, WO/2012/143424, Oct. 2012. [Online]. Available: <http://patentscope.wipo.int/search/en/WO2012143424>.
- [152] J. D. Glover, M. S. Sarma, and T. Overbye, *Power system analysis & design*. Cengage Learning, 2012.
- [153] N. Hadjsaid and J.-C. Sabonnadière, *SmartGrids*. Wiley Online Library, 2012.
- [154] B.-M. Hodge, D. Lew, M. Milligan, E. Gomez-Lazaro, X. G. Larsen, G. Giebel, H. Holttinen, S. Sillanpaa, R. Scharff, and L. Soder, « Wind Power Forecasting Error Distributions: An International Comparison », in *11th Annual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants Conference*, Sep. 2012.
- [155] M. Pavella, D. Ernst, and D. Ruiz-Vega, *Transient stability of power systems: a unified approach to assessment and control*. Kluwer Academic Publishers, 2012.
- [156] A. Ravey, R. Roche, B. Blunier, and A. Miraoui, « Combined optimal sizing and energy management of hybrid electric vehicles », in *IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC 2012)*, Dearborn, MI, U.S.A.: IEEE, Jun. 2012. DOI: 10.1109/itec.2012.6243420.
- [157] R. Roche, *A Framework for a Multi-Agent Distribution Management System*, Colorado State University Clean Energy Supercluster & Cenergy Expo, Fort Collins, U.S.A., Apr. 2012.
- [158] —, « Agent-Based Architectures and Algorithms for Energy Management in Smart Grids: Application to Smart Power Generation and Residential Demand Response », PhD thesis, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, Dec. 2012. [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00864268>.
- [159] R. Roche, L. Idoumghar, B. Blunier, and A. Miraoui, « Algorithmes hybrides pour la gestion intelligente de l'énergie dans les smart grids », in *7^{èmes} Journées Francophones Planification, Décision, et Apprentissage pour la conduite de systèmes (JFPDA 2012)*, Nancy, France, May 2012.

- [160] R. Roche, L. Idoumghar, B. Blunier, and A. Miraoui, « Imperialist Competitive Algorithm for Dynamic Optimization of Economic Dispatch in Power Systems », in *Artificial Evolution*, ser. Lecture Notes in Computer Science, J.-K. Hao, P. Legrand, P. Collet, N. Monmarché, E. Lutton, and M. Schoenauer, Eds., vol. 7401, Springer Berlin Heidelberg, 2012, pp. 217–228. DOI: 10.1007/978-3-642-35533-2_19. [Online]. Available: http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-35533-2_19.
- [161] —, « Imperialist Competitive Algorithm for Dynamic Optimization of Economic Dispatch in Power Systems », in *Artificial Evolution (EA 2011)*, Angers, France, Oct. 2012, pp. 375–386. DOI: 10.1007/978-3-642-35533-2_19.
- [162] R. Roche, S. Natarajan, A. Bhattacharyya, and S. Suryanarayanan, « A Framework for Co-simulation of AI Tools with Power Systems Analysis Software », in *23rd International Workshop on Database and Expert Systems Applications (DEXA 2012)*, Vienna, Austria: IEEE, Sep. 2012. DOI: 10.1109/dexa.2012.9.
- [163] M. G. Simoes, R. Roche, E. Kyriakides, S. Suryanarayanan, B. Blunier, K. D. McBee, P. H. Nguyen, P. F. Ribeiro, and A. Miraoui, « A Comparison of Smart Grid Technologies and Progresses in Europe and the U.S. », *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 48, no. 4, pp. 1154–1162, Jul. 2012, impact factor: 3.3 (2019). DOI: 10.1109/tia.2012.2199730.
- [164] P. Taylor, R. Bolton, D. Stone, X.-P. Zhang, C. Martin, and P. Upham, *Pathways for Energy Storage in the UK*, Centre for Low Carbon Futures, Mar. 2012. [Online]. Available: http://oro.open.ac.uk/40087/2/Pathways_for_Energy_Storage_in_the_UK.pdf.
- [165] W. C. B. Vicente, « Modélisation stochastique des réseaux de distribution sous incertitude », PhD thesis, Université de Grenoble, 2012. [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00845650>.
- [166] N. Watrin, H. Ostermann, B. Blunier, and A. Miraoui, « Multiphysical Lithium-Based Battery Model for Use in State-of-Charge Determination », *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 61, no. 8, pp. 3420–3429, Oct. 2012, impact factor: 5.3 (2019). DOI: 10.1109/tvt.2012.2205169.
- [167] G. Basso, V. Hilaire, F. Lauri, R. Roche, and M. Cossentino, « A MAS-based simulator for the prototyping of Smart Grids », in *9th European Workshop on Multi-Agent Systems (EUMAS 2011)*, Maastricht, the Netherlands, Nov. 2011.
- [168] C. M. Colson, M. H. Nehrir, and R. W. Gunderson, « Distributed multi-agent microgrids: a decentralized approach to resilient power system self-healing », in *2011 4th International Symposium on Resilient Control Systems*, Aug. 2011, pp. 83–88. DOI: 10.1109/ISRCS.2011.6016094.
- [169] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna, and M. Castilla, « Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids - A General Approach Toward Standardization », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, Jan. 2011, ISSN: 0278-0046. DOI: 10.1109/TIE.2010.2066534.
- [170] International Energy Agency, *Technology Roadmap: Smart Grids*, Apr. 2011. [Online]. Available: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf.
- [171] H. Kanchev, D. Lu, F. Colas, V. Lazarov, and B. Francois, « Energy Management and Operational Planning of a Microgrid With a PV-Based Active Generator for Smart Grid

- Applications », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 10, pp. 4583–4592, Oct. 2011, ISSN: 0278-0046. DOI: 10.1109/TIE.2011.2119451.
- [172] N. Khehtarnavaz, *Digital signal processing system design: LabVIEW-based hybrid programming*. Elsevier, 2011.
- [173] R. Passey, T. Spooner, I. MacGill, M. Watt, and K. Syngellakis, « The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and non-technical factors », *Energy Policy*, vol. 39, no. 10, pp. 6280–6290, 2011, ISSN: 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.07.027.
- [174] R. Roche, L. Idoumghar, B. Blunier, and A. Miraoui, « Imperialist Competitive Algorithm for Dynamic Optimization of Economic Dispatch in Power Systems », in *International Conference on Artificial Evolution (EA 2011)*, Angers, France, Oct. 2011, pp. 375–386.
- [175] R. Roche, « Application de métaheuristiques pour la gestion optimale de l'énergie dans les réseaux électriques intelligents », in *Conférence des Jeunes Chercheurs en Génie Electrique (JCGE 2011)*, Belfort, France, Dec. 2011.
- [176] R. Roche, B. Blunier, and A. Miraoui, « Gestion intelligente de l'énergie dans les smart grids : combiner flexibilité et efficacité », in *IngéDoc 2011*, Belfort, France, Dec. 2011.
- [177] R. Roche, L. Idoumghar, B. Blunier, and A. Miraoui, « Optimized fuel cell array energy management using multi-agent systems », in *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Orlando, FL, U.S.A.: IEEE, Oct. 2011. DOI: 10.1109/ias.2011.6074334.
- [178] M. G. Simoes, R. Roche, E. Kyriakides, A. Miraoui, B. Blunier, K. McBee, S. Suryanarayanan, P. Nguyen, and P. Ribeiro, « Smart-grid technologies and progress in Europe and the USA », in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE 2011)*, Phoenix, AZ, U.S.A.: IEEE, Sep. 2011. DOI: 10.1109/ecce.2011.6063795.
- [179] World Nuclear Association, *Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources*, Jul. 2011. [Online]. Available: http://www.world-nuclear.org/uploadedFiles/org/WNA/Publications/Working_Group_Reports/comparison_of_lifecycle.pdf.
- [180] Y. Xu and W. Liu, « Novel Multiagent Based Load Restoration Algorithm for Microgrids », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 152–161, Mar. 2011, ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2010.2099675.
- [181] F. Gutiérrez-Martin, D. Confente, and I. Guerra, « Management of variable electricity loads in wind - Hydrogen systems: The case of a Spanish wind farm », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 14, pp. 7329–7336, 2010, ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2010.04.181.
- [182] G. Hager and G. Wellein, *Introduction to High Performance Computing for Scientists and Engineers*. CRC Press, 2010.
- [183] J. J. Hwang and M. L. Zou, « Development of a proton exchange membrane fuel cell cogeneration system », *Journal of Power Sources*, vol. 195, no. 9, pp. 2579–2585, 2010, ISSN: 0378-7753. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2009.10.087.
- [184] E. O. A. Larsson, M. H. J. Bollen, M. G. Wahlberg, C. M. Lundmark, and S. K. Ronnberg, « Measurements of High-Frequency (2-150 kHz) Distortion in Low-Voltage Networks », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1749–1757, Jul. 2010, ISSN: 0885-8977. DOI: 10.1109/TPWRD.2010.2041371.

- [185] R. Roche, B. Blunier, A. Miraoui, V. Hilaire, and A. Koukam, « Multi-agent systems for grid energy management: A short review », in *36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, Glendale, AZ, U.S.A.: IEEE, Nov. 2010. DOI: 10.1109/iecon.2010.5675295.
- [186] J. Lagorce, « Modélisation, dimensionnement et optimisation des systèmes d'alimentation décentralisés à énergie renouvelable - application des systèmes multi-agents pour la gestion de l'énergie », PhD thesis, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2009. [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00604024>.
- [187] B. Stott, J. Jardim, and O. Alsac, « DC Power Flow Revisited », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1290–1300, Aug. 2009, ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2021235.
- [188] J. Cao, N. Schofield, and A. Emadi, « Battery balancing methods: A comprehensive review », in *2008 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, Sep. 2008, pp. 1–6. DOI: 10.1109/VPPC.2008.4677669.
- [189] B. Colson, P. Marcotte, and G. Savard, « An overview of bilevel optimization », *Annals of Operations Research*, vol. 153, no. 1, pp. 235–256, Sep. 2007, ISSN: 1572-9338. DOI: 10.1007/s10479-007-0176-2.
- [190] N. Hatzigiorgiou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, « Microgrids », *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, Jul. 2007, ISSN: 1540-7977. DOI: 10.1109/MPAE.2007.376583.
- [191] C. L. Moreira and J. A. P. Lopes, « MicroGrids Dynamic Security Assessment », in *2007 International Conference on Clean Electrical Power*, May 2007, pp. 26–32. DOI: 10.1109/ICCEP.2007.384181.
- [192] R. Olfati-Saber, J. A. Fax, and R. M. Murray, « Consensus and Cooperation in Networked Multi-Agent Systems », *Proceedings of the IEEE*, vol. 95, no. 1, pp. 215–233, Jan. 2007, ISSN: 0018-9219. DOI: 10.1109/JPROC.2006.887293.
- [193] J. Arrillaga and N. R. Watson, *Power system harmonics*. John Wiley & Sons, 2004.
- [194] D. Ernst, M. Glavic, and L. Wehenkel, « Power systems stability control: reinforcement learning framework », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 427–435, Feb. 2004. DOI: 10.1109/TPWRS.2003.821457.
- [195] J. Löfberg, « YALMIP: A Toolbox for Modeling and Optimization in MATLAB », in *Proceedings of the CACSD Conference*, Taipei, Taiwan, 2004.
- [196] K. Morison, Lei Wang, and P. Kundur, « Power system security assessment », *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 2, no. 5, pp. 30–39, Sep. 2004, ISSN: 1540-7977. DOI: 10.1109/MPAE.2004.1338120.
- [197] R. Ortega and E. Garcia-Canseco, « Interconnection and Damping Assignment Passivity-Based Control: A Survey », *European Journal of Control*, vol. 10, no. 5, pp. 432–450, 2004, ISSN: 0947-3580. DOI: 10.3166/ejc.10.432-450.
- [198] R. H. Lasseter, « MicroGrids », in *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, vol. 1, Jan. 2002, 305–308 vol.1. DOI: 10.1109/PESW.2002.985003.
- [199] R. Ortega, A. van der Schaft, B. Maschke, and G. Escobar, « Interconnection and damping assignment passivity-based control of port-controlled Hamiltonian systems », *Auto-*

- matica*, vol. 38, no. 4, pp. 585–596, 2002, ISSN: 0005-1098. DOI: 10.1016/S0005-1098(01)00278-3.
- [200] S. Ali, H. J. Siegel, M. Maheswaran, D. Hensgen, and S. Ali, « Representing Task and Machine Heterogeneities for Heterogeneous Computing Systems », *Tamkang Journal of Science and Engineering*, vol. 3, no. 3, pp. 195–207, 2000.
- [201] J. Ferber and G. Weiss, *Multi-agent systems: an introduction to distributed artificial intelligence*. Addison-Wesley Reading, 1999.
- [202] M. Nowostawski and R. Poli, « Parallel genetic algorithm taxonomy », in *1999 Third International Conference on Knowledge-Based Intelligent Information Engineering Systems*, Aug. 1999, pp. 88–92. DOI: 10.1109/KES.1999.820127.
- [203] G. Dantzig, *Linear programming and extensions*. Princeton university press, 1998.
- [204] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, 1994, vol. 7.
- [205] J. R. Koza and J. R. Koza, *Genetic programming: on the programming of computers by means of natural selection*. MIT press, 1992.
- [206] D. Whitley, « The GENITOR algorithm and selection pressure: why rank-based allocation of reproductive trials is best. », in *International Conference on Genetic Algorithms*, Jun. 1989, pp. 116–123.
- [207] R. E. Korf, « Depth-first iterative-deepening: An optimal admissible tree search », *Artificial Intelligence*, vol. 27, no. 1, pp. 97–109, 1985, ISSN: 0004-3702. DOI: 10.1016/0004-3702(85)90084-0.